



WWF



LE EMISSIONI DI METANO IN ITALIA

STIME DI EMISSIONE E PRIORITÀ DI INTERVENTO
PER LA LORO RIDUZIONE - GIUGNO 2022

Ringraziamenti

Si ringraziano **Antonio Caputo, Eleonora Di Cristofaro, Riccardo De Lauretis e Emanuele Peschi** dell'ISPRA per la disponibilità a mettere a disposizione e a discutere i dati di emissione dell'ISPRA; ovviamente, le conclusioni del rapporto sono di esclusiva responsabilità dell'autore e non coinvolgono assolutamente l'ISPRA.





Biogas power station © Václm - stock.adobe.com

CONTENUTI

INTRODUZIONE: L'IMPORTANZA DEL METANO DAL PUNTO DI VISTA CLIMATICO E AMBIENTALE 9

IL METANO: INFORMAZIONI DI BASE 10

LE EMISSIONI DI METANO IN ITALIA: TREND DI EMISSIONE E ANALISI DELLE SORGENTI 20

IMPRONTA CARBONICA DEI DIVERSI COMBUSTIBILI FOSSILI 28

INIZIATIVE PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE DI METANO 34

LA VALUTAZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE DI METANO IN ITALIA 50

SETTORI E MISURE PRIORITARI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO IN ITALIA 58



Il presente rapporto è stato predisposto dal **Greenhouse Gas Management Institute - Italia** per conto del **WWF - Italia**

Autore: **Domenico Gaudio**

Grafica: **Michela Zedda**

Testi chiusi a giugno 2022

Foto di copertina

Methane molecules, 3D rendered illustration © vchalup - stock.adobe.com

SOMMARIO

Nonostante che al gas naturale negli ultimi due decenni e fino a qualche anno fa sia stato assegnato un ruolo rilevante nell'ambito delle strategie di decarbonizzazione, l'attenzione nei confronti del metano, il suo principale componente, un potente gas serra, è stata abbastanza limitata.

Ad esempio, significative sono le incertezze che permangono per quanto riguarda le sue sorgenti, le modalità emissive e gli impatti climatici e ambientali. Il quadro conoscitivo è però in rapida evoluzione, insieme alla consapevolezza che per le sue specificità – in particolare **un significativo effetto di riscaldamento e un elevato potenziale di mitigazione nel breve termine** – il metano merita un trattamento distinto nelle politiche di mitigazione climatica.

Ciò è stato riconosciuto anche nel **Global Methane Pledge**, sostenuto da più di 100 paesi, tra cui l'Italia, che rappresenta

un impegno a ridurre le emissioni di metano in particolare a livello globale di almeno il 30% rispetto ai livelli del 2020 entro il 2030.

Il presente documento riassume il quadro delle conoscenze a livello globale, analizza le informazioni relative al metano nell'inventario nazionale dei gas-serra e, sulla base di alcuni scenari di emissione, fornisce indirizzi per la riduzione delle emissioni in Italia in vista della revisione del **Piano Nazionale Energia e Clima**.



ABSTRACT

Although natural gas in the last two decades and until a few years ago has been assigned an important role in decarbonization strategies, the attention towards methane, its main component, a powerful greenhouse gas, has been quite limited.

For example, the uncertainties that remain regarding its sources, emission modes and climatic and environmental impacts are significant. However, the cognitive framework is rapidly evolving, together with the awareness that due to its specificities - in particular **a significant warming effect and a high mitigation potential in the short term** - methane deserves distinct treatment in climate mitigation policies.

This was also recognized in the **Global Methane Pledge**, supported by more than 100 countries, including Italy, which

represents **a commitment to reduce methane emissions especially globally by at least 30% from 2020 levels by 2030.**

This document summarizes the knowledge framework at global level, analyzes the information relating to methane in the national greenhouse gas inventory and, on the basis of some emission scenarios, provides guidelines for the reduction of emissions in Italy in view of the revision of the **National Energy and Climate Plan.**



© Katie Rodriguez - Unsplash

SINTESI

Nonostante che al gas naturale negli ultimi due decenni e fino a qualche anno fa sia stato assegnato un ruolo rilevante nell'ambito delle strategie di decarbonizzazione, l'attenzione nei confronti del metano, il suo principale componente, un potente gas serra, è stata abbastanza limitata.

Ad esempio, significative sono le **incertezze che permangono per quanto riguarda le sue sorgenti, le modalità emissive e gli impatti climatici e ambientali**. Il quadro conoscitivo è però in rapida evoluzione, insieme alla consapevolezza che per le sue specificità – in particolare un significativo effetto di riscaldamento e un elevato potenziale di mitigazione nel breve termine – il metano merita un trattamento distinto nelle politiche di mitigazione climatica.

Il consumo del gas naturale

Il gas naturale ha ampliato il suo utilizzo negli ultimi anni; in particolare ha sostituito altri combustibili fossili per la produzione di energia elettrica, grazie alle sue basse emissioni di CO₂ e di inquinanti atmosferici. **Il consumo di gas naturale rappresenta oggi circa un quarto della produzione mondiale di elettricità**. Secondo l'IEA, si prevede che continuerà a crescere fortemente nei prossimi anni, ma **le tendenze a lungo termine sono incerte in una transizione verso sistemi a energia netta zero**. In Europa, inoltre, l'invasione russa dell'Ucraina ha creato incertezza e volatilità senza precedenti per i mercati del gas, che potrebbero comportare un'accelerazione della transizione energetica lontano dai combustibili fossili.

Ridurre le emissioni in atmosfera

In effetti, la breve vita atmosferica del metano, insieme al suo elevato potenziale di riscaldamento globale, comportano che agendo ora per la riduzione delle sue emissioni possiamo ridurre rapidamente le concentrazioni atmosferiche e, di conseguenza, anche il *forcing* climatico e l'inquinamento da ozono. **Concentrazioni di metano inferiori ridurrebbero rapidamente il tasso di riscaldamento**, rendendo la mitigazione del metano uno dei modi migliori per limitare il riscaldamento in questo decennio e in quelli successivi. In questo modo sarebbe possibile prevenire pericolosi *feedback* climatici, conseguendo nello stesso tempo importanti benefici sanitari ed economici dalla riduzione dell'ozono troposferico.

Gli obiettivi per la prima metà del secolo

Il contributo del Gruppo di Lavoro III del Sesto Rapporto di Valutazione dell'IPCC amplifica le conclusioni dei rapporti precedenti sulla riduzione del metano: per raggiungere un percorso di 1,5°C, dobbiamo **eliminare circa un terzo delle emissioni di metano dai nostri livelli attuali entro il 2030 e circa il 45% entro 2040 (IPCC, 2022)**.

Se è vero che non possiamo affatto conseguire i nostri

obiettivi climatici senza arrivare allo zero netto di CO₂, nello stesso tempo **la riduzione delle emissioni di metano probabilmente rappresenta la leva più forte che abbiamo per evitare di superare i nostri obiettivi mentre ci muoviamo verso lo zero netto di CO₂**.

Nella prima metà di questo secolo, nei prossimi 25 anni circa, la traiettoria della temperatura sarà fortemente governata da ciò che facciamo per il metano, mentre nella seconda metà del secolo, sarà dominato da ciò che facciamo per la CO₂. Queste considerazioni sono alla base del **Global Methane Pledge**, sostenuto da più di 100 paesi, tra cui l'Italia, che prevede un impegno a ridurre le emissioni di metano in particolare a livello globale di almeno il 30% rispetto ai livelli del 2020 entro il 2030.

Un sistema di monitoraggio affidabile

Nel nostro paese, è essenziale procedere alla definizione di un quadro programmatico adeguato per l'abbandono del gas naturale come fonte energetica.

Ovviamente, il primo elemento di questo quadro programmatico è costituito da **un sistema di monitoraggio delle emissioni di metano affidabile ed efficiente, che garantisca la tracciabilità di tutte le emissioni e la verifica degli impegni di riduzione**. Purtroppo, la situazione attuale non presenta questi requisiti, in particolare per quanto riguarda le emissioni fuggitive, a causa della mancata partecipazione al *reporting* da parte di numerose aziende del settore O&G e dell'assenza di qualsiasi forma di verifica delle emissioni dichiarate.

Comunicazione e verifica dei dati di emissione

E' quindi necessaria un'evoluzione del sistema nazionale dell'inventario che preveda, nei casi sopra menzionati, **l'obbligatorietà della comunicazione dei dati di emissione e la loro verifica**, come è previsto ad esempio dalla proposta di regolamento europeo sul *reporting* delle emissioni di metano di origine energetica.

Questo sarebbe tanto più necessario in questo periodo, al fine di garantire la credibilità delle stime a fronte della **segnalazione di numerosi casi di eventi emissivi di dimensioni rilevanti non inclusi negli inventari ufficiali** comunicati alla UNFCCC, anche tenendo conto degli impegni assunti dal nostro Paese con la sottoscrizione del Global Methane Pledge.

In attesa dell'approvazione ufficiale del regolamento, sarebbe **auspicabile che il Ministero della Transizione Ecologica provvedesse a colmare il vuoto normativo**,

anticipando gli obblighi per le aziende introdotti dal regolamento per quanto riguarda il *reporting* delle emissioni e incaricando un organismo tecnico (come l'ISPRA) di fornire a tutti i soggetti interessati adeguati indirizzi tecnici per la messa a punto dei sistemi di monitoraggio e di avviare il programma di ispezioni previsto dall'articolo 6 del regolamento.

Questo provvedimento dovrebbe inoltre **garantire la partecipazione alla preparazione dell'inventario di tutti i soggetti che dispongono di informazioni rilevanti**, come la banca-dati dell'ARERA sui quantitativi di gas non contabilizzato.

Infine, sarebbe opportuno che l'inventario italiano tenesse conto, come quello realizzato dall'AIE, delle **emissioni fuggitive dai sistemi a biogas/biometano**, dato il ruolo rilevante che queste fonti energetiche hanno ormai nel nostro paese.

Per quanto riguarda gli scenari energetici che dovrebbero consentire il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas-serra al 2030 e al 2050, si ricorda che il Ministero della Transizione Ecologica ha annunciato di aver **avviato la revisione del Piano Nazionale Energia e Clima**, adottato nel dicembre 2019, che è sostanzialmente allineato con gli obiettivi UE fissati nel 2014 (che prevedono una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990), al fine di contribuire al nuovo ambizioso obiettivo di riduzione entro il 2030 delle emissioni di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, e nel medio lungo termine, alla trasformazione dell'UE in un'economia competitiva ed efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas-serra.

Una strategia per il metano

Ad oggi, l'unico documento ufficiale del nostro paese coerente con l'obiettivo di neutralità climatica al 2050 è la **Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra**, che prevede un insieme di misure che, anche se non risultano del tutto sufficienti a raggiungere il livello di ambizione richiesto dal pacchetto europeo "Fit for 55", pongono l'Italia nella direzione giusta per raggiungere i nuovi obiettivi.

Ricordiamo inoltre che l'Italia ha solo avviato la definizione delle politiche relative alla produzione e al consumo di energia nei diversi settori. In quest'ambito, accanto alla definizione concreta del pacchetto delle misure, è **decisiva la coerenza dei messaggi che vengono trasmessi agli operatori energetici per quanto riguarda le scadenze della transizione**. Non costituiscono certo un incentivo alla decarbonizzazione la proposta del governo di garantire incentivi per i nuovi impianti di rigassificazione fino al 2043, o la richiesta di un rinvio al 2040 del bando per le auto con motore endotermico.

E' comunque evidente che, a fronte di un prevedibile declino della domanda di gas naturale, **la realizzazione di nuove infrastrutture per l'estrazione di gas naturale**, il suo trasporto dai paesi produttori o per la rigassificazione del gas

naturale liquefatto - attività che il Governo sta promuovendo per superare la crisi relativa agli approvvigionamenti dalla Russia - **rischia di risultare estremamente rischiosa**. Si tratterebbe, infatti, di "stranded asset", ovvero investimenti che non possono essere rimborsati e generano crisi economiche in chi li sostiene, siano essi nazioni o aziende (pubbliche o private).

Ridurre le emissioni fuggitive

Questo discorso vale anche per **gli impegni volontari che sono stati assunti dalle aziende del settore O&G per la riduzione delle emissioni fuggitive**. La riduzione delle emissioni di metano prevista dagli operatori italiani della filiera del gas naturale è affidata ad una serie di buone pratiche, molte delle quali sono già patrimonio delle aziende italiane, e la cui attuazione dovrebbe solo essere verificata da un adeguato sistema di monitoraggio, mentre altre saranno sviluppate in relazione all'evoluzione del quadro normativo europeo, in particolare attraverso l'approvazione della proposta di regolamento sulle emissioni di metano di origine energetica (AA.VV., 2021b).

Al di là del 2030 ulteriori interventi sulle infrastrutture del gas, anche se motivati dalla riduzione delle perdite dalle reti di trasporto e di distribuzione, non trovano giustificazione dal punto di vista economico, in assenza di una prospettiva chiara sull'utilizzo di tali reti, dal momento che **rischierebbero di costituire un incentivo al proseguimento dell'utilizzo del gas naturale per tutta una serie di usi per i quali esistono prospettive di sostituzione**.

Decarbonizzare agricoltura e allevamento

Come si è visto, **la riduzione delle emissioni provenienti dall'agricoltura e dall'allevamento** rappresenta una priorità assoluta nel contesto della decarbonizzazione, dal momento che, al 2050, questo settore risulterebbe **responsabile di una quota del totale delle emissioni nazionali di metano intorno al 60%**. Gli scenari presentati dalla Strategia di lungo termine (AA.VV., 2021a) tengono conto degli andamenti tendenziali del numero di capi allevati e delle misure previste al 2030 negli ambiti della direttiva Nitrati e dei Programmi di Azione Nitrati, oltre che dai Piani Aria e dai Programmi di Sviluppo Rurale di alcune regioni.

Né l'Italia, né, a dir la verità, la maggioranza degli Stati membri hanno fin qui incluso nei loro programmi interventi mirati alla diffusione dell'agricoltura biologica e di altri sistemi a basso input che enfatizzano l'uso circolare dei nutrienti e/o interventi di riduzione della domanda di prodotti ad alta intensità di emissione (in particolare quelli legati all'allevamento bovino), attraverso **il cambiamento delle diete umane, alimentazioni alternative per il bestiame e la riduzione degli sprechi alimentari**. Questi interventi dovrebbero invece essere considerati prioritari, se si tenesse conto, insieme al potenziale di riduzione delle emissioni di gas-serra, anche dei vantaggi

collaterali per la salute umana, per la qualità dell'acqua e dell'aria e per la biodiversità.

La filiera del biogas

Infine, per quanto riguarda **la riduzione delle emissioni dal trattamento dei rifiuti e delle acque reflue** occorre dare priorità, nel caso dei rifiuti, alla separazione della frazione organica con **l'avvio a trattamenti anaerobici**, mentre, nel caso delle acque reflue, è essenziale **la captazione del biogas dagli impianti di trattamento**

dei reflui con successivo utilizzo dei fanghi attraverso il recupero energetico diretto o la produzione di biometano.

La filiera del biogas/biometano è già in crescita nel nostro paese; questa crescita sarà rafforzata dai **finanziamenti previsti dal PNRR** (1,92 miliardi), ma si scontra ancora oggi con la sfiducia e le opposizioni da parte dei cittadini nei confronti della costruzione di nuovi impianti e con l'assenza di indirizzi e linee guida a livello nazionale per la gestione dei fanghi di depurazione.

INTRODUZIONE

Il metano (CH_4) è un idrocarburo che costituisce il componente principale del gas naturale. Il metano è un gas-serra (*greenhouse gas*, GHG), quindi la sua presenza nell'atmosfera influisce sulla temperatura terrestre e sul sistema climatico.

L'importanza del metano come gas-serra è testimoniata dal fatto che esso è **il secondo gas-serra di origine antropica più abbondante dopo l'anidride carbonica**, e rappresenta circa il 20% delle emissioni globali.

La quantità di metano nell'atmosfera è raddoppiata dall'epoca preindustriale (Nisbet *et al.*, 2019); le sue concentrazioni atmosferiche sono aumentate del 47% tra il 1750 e il 2019, e raggiungono attualmente i livelli più elevati degli ultimi 800.000 anni (IPCC, 2021a).

Fonti di emissione

Il metano viene emesso da una varietà di fonti antropogeniche (influenzate dall'uomo) e naturali. Le **fonti di emissioni antropogeniche** includono le discariche, la produzione e il consumo di petrolio e gas naturale, le attività agricole (risaie), l'estrazione del carbone, i processi di combustione stazionaria e mobile, il trattamento delle acque reflue e alcuni processi industriali.

Tra le **emissioni naturali**, le più importanti sono quelle dalle zone umide, dai sistemi idrici interni (laghi, piccoli stagni, fiumi), dai fenomeni geologici del suolo, dagli animali selvatici, dalle termiti, dallo scongelamento del permafrost terrestre e marino e da fonti oceaniche (biogeniche,

geologiche e idrate) (Saunio *et al.*, 2020).

Alcune di queste sorgenti (ad es. torbiere, campi geotermici) possono essere influenzate dall'azione umana, e in questo caso vengono classificate come **sorgenti antropogeniche**, secondo quanto previsto dalle Linee-guida IPCC per gli inventari nazionali (IPCC, 1996).

I benefici della riduzione di emissioni

Poiché il metano è un gas-serra più potente dell'anidride carbonica, ma con una vita media in atmosfera più breve (*short-lived climate pollutant*, SLCP), **il raggiungimento di riduzioni significative avrebbe un effetto rapido e significativo sul potenziale di riscaldamento atmosferico**.

Il metano **contribuisce inoltre alla formazione dell'ozono troposferico (O_3)**, che, come il metano, è un gas serra di breve durata ma potente; l'ozono superficiale è anche un inquinante atmosferico con effetti dannosi su persone, ecosistemi e colture. La riduzione delle emissioni di metano, oltre ad essere una strategia efficace per contribuire agli obiettivi climatici previsti dall'accordo di Parigi, permette di conseguire importanti benefici per la salute pubblica e per l'agricoltura.

PRIMO CAPITOLO

IL METANO: INFORMAZIONI DI BASE



Stylized Methane Molecules floating with dark Background © peterschreiber.media - stock.adobe.com

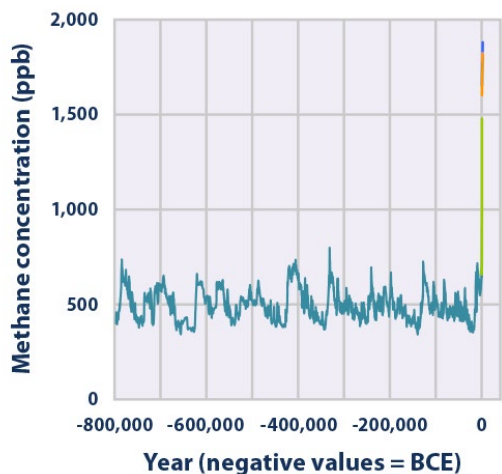
1 IL METANO: INFORMAZIONI DI BASE

Le emissioni di metano (CH_4) hanno contribuito a quasi un terzo del *forcing* radiativo complessivo per CO_2 , CH_4 e N_2O a partire dal 1850 (IPCC, 2021a).

Sebbene il metano sia molto meno abbondante nell'atmosfera della CO_2 , assorbe la radiazione infrarossa termica in modo molto più efficiente e, di conseguenza, **ha un potenziale di riscaldamento globale (Global Warming Potential, GWP) ~80 volte più forte per unità di massa della CO_2 su una scala temporale di 20 anni e ~30 volte più potente su una scala temporale di 100 anni (IPCC, 2021b).**



FIGURA 1: CONCENTRAZIONI ATMOSFERICHE GLOBALI DI METANO NEL TEMPO



Fonte: USEPA ([Climate Change Indicators](#), fig.2)

Concentrazioni in crescita

Le concentrazioni di metano nell'atmosfera terrestre continuano a crescere, sia pure con un tasso di crescita variabile, a partire dalla rivoluzione industriale e hanno raggiunto i livelli più elevati da quando sono disponibili registrazioni strumentali.

Per il secondo anno consecutivo, è stato osservato un aumento annuale record dei livelli atmosferici di metano: secondo le analisi preliminari della NOAA, l'aumento annuale del metano atmosferico durante il 2021 è stato di 17 parti per miliardo (ppb), **l'aumento annuale più rilevante mai registrato dall'inizio delle misurazioni sistematiche nel 1983**. L'aumento durante il 2020 era stato di 15,3 ppb.

Nel 2021, i livelli di metano atmosferico sono stati in media di 1.895,7 ppb, ovvero circa **il 162% in più rispetto ai livelli preindustriali (1750)**, un aumento che supera di gran lunga le variazioni registrate attraverso le varie transizioni glaciali-interglaciali negli ultimi 800.000 anni.

Negli anni '90, le concentrazioni di CH₄ si sono **stabilizzate**, ma hanno **ricominciato ad aumentare intorno al 2007** a un tasso medio di $7,6 \pm 2,7$ ppb/anno (2010-2019). Secondo le valutazioni del Working Group I dell'IPCC, questa crescita è dovuta essenzialmente alle **emissioni dai combustibili fossili e dall'agricoltura** (dominate dall'allevamento) (IPCC, 2021c).



© John Bakator - Unsplash

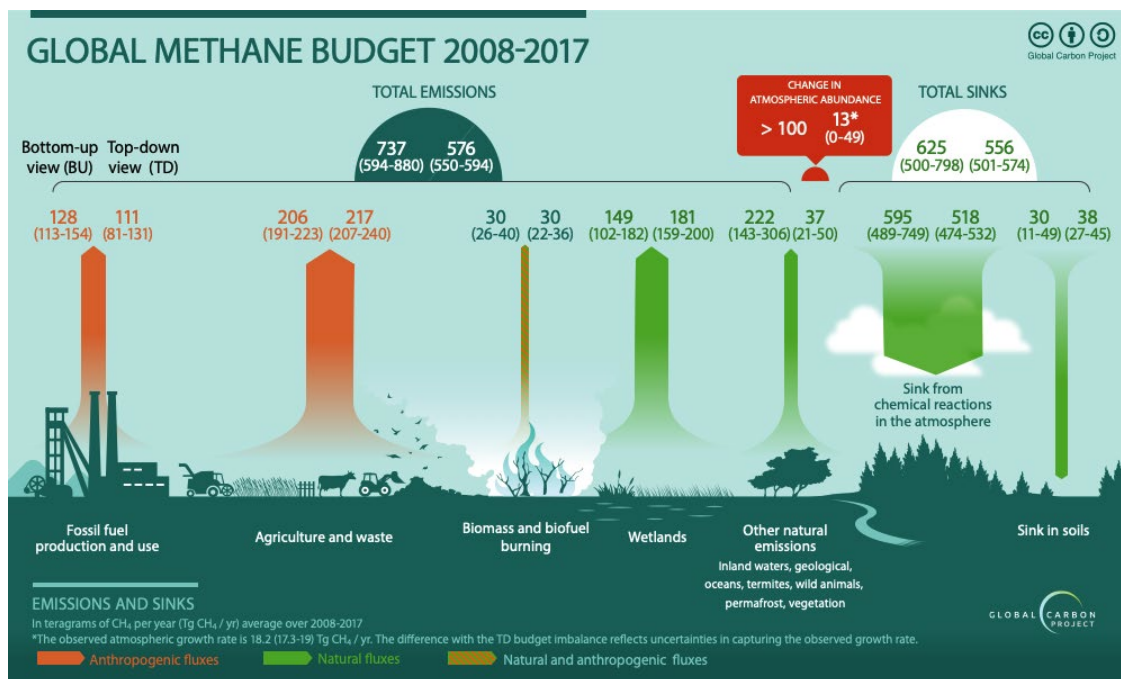
1.1 SORGENTI ANTROPOGENICHE E NATURALI DI METANO

Il metano viene emesso da diversi processi (di tipo biogenico, termogenico o pirogenico) e può essere di origine antropica o naturale. Le maggiori fonti di metano sono le **emissioni antropogeniche dall'agricoltura, dai rifiuti e dall'estrazione e uso di combustibili fossili**, nonché le **emissioni naturali da zone umide, sistemi di acqua dolce e fonti geologiche**.

LE STIME TOP-DOWN

La **figura 2** rappresenta il **bilancio globale del metano**, espresso attraverso i valori medi, minimi e massimi dei flussi antropogenici e naturali nel periodo 2008-2017; questi valori sono stati ottenuti con un **metodo top-down**, interpretando le concentrazioni osservate con l'uso di modelli atmosferici.

FIGURA 2: BILANCIO GLOBALE DEL METANO 2008-2017



Fonte: Sauniois *et al.*, 2020 ([The Global Methane Budget 2000-2017](#))

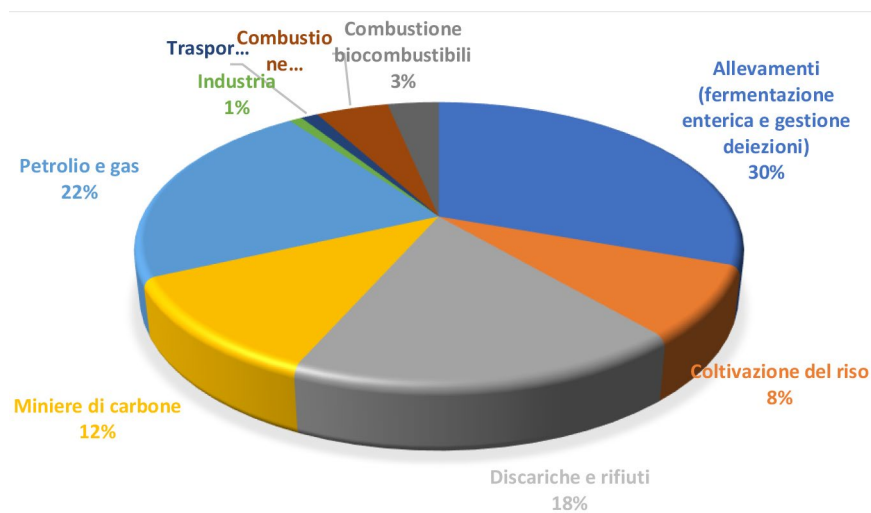
Per il decennio 2008-2017, i metodi *top-down* stimano le emissioni globali di metano in 576 MtCH₄ all'anno (intervallo 550-594, corrispondente alle stime minima e massima dell'insieme del modello). Di questo totale, 359 MtCH₄ all'anno o ~60% sono attribuiti a fonti antropiche, ovvero **emissioni causate dall'attività umana diretta** (cioè emissioni antropogeniche; range 336-376 MtCH₄ all'anno o 50%-65%).

LE STIME BOTTOM-UP

Accanto alle stime *top-down*, esistono anche **stime bottom-up**, basate sugli inventari globali delle emissioni di origine antropica, sui modelli della superficie terrestre per le emissioni dalle zone umide e sulla letteratura scientifica per le altre sorgenti naturali.

Le stime delle emissioni globali così ottenute sono superiori di circa il 30% a quelle ottenute attraverso gli approcci top-down, essenzialmente a causa di possibili sovrapposizioni e doppi conteggi. Per il periodo 2008-2017, il Global Methane Budget riporta una stima *bottom-up* di 737 MtCH₄/anno [594–881], a fronte di una stima *top-down* di 576 MtCH₄/anno [550–594] (Saunio *et al.*, 2020). **Il peso relativo delle diverse sorgenti a livello globale**, con riferimento allo stesso intervallo di tempo, è riportato nella **figura 3**:

FIGURA 3: EMISSIONI GLOBALI DI CH₄ DALLE PRINCIPALI SORGENTI



Fonte: Saunio *et al.*, 2020 ([The Global Methane Budget 2000-2017](#))

Dal 2012, le emissioni globali di CH₄ seguono gli scenari più caldi valutati dal Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici. I metodi *bottom-up* suggeriscono emissioni globali maggiori di quasi il 30% (737 MtCH₄ all'anno, range 594–881) rispetto ai metodi *top-down*. In effetti, le stime dal basso verso l'alto per le fonti naturali come le zone umide naturali, altri sistemi idrici interni e le fonti geologiche sono superiori alle stime dall'alto verso il basso.

1.2 IMPATTI AMBIENTALI A LIVELLO GLOBALE E LOCALE

Le emissioni di metano nell'atmosfera sono dannose per la società per effetto di diversi meccanismi. Sebbene il metano non sia direttamente pericoloso per la salute umana, influisce indirettamente su di essa e sulla produttività agricola attraverso **l'ozono troposferico e il cambiamento climatico**.

La comprensione dell'effetto del metano sul *forcing* radiativo è recentemente migliorata, portando a una revisione al rialzo rispetto alle conclusioni del Quinto Rapporto di Valutazione dell'IPCC.

Nel complesso, una migliore comprensione suggerisce che **il riscaldamento dovuto alle emissioni di metano**, rispetto al periodo 1850-1900, è **probabilmente maggiore di quanto indicato dalle stime precedenti**; le conclusioni del Sesto Rapporto di Valutazione sono che esso dovrebbe corrispondere in realtà a **circa un terzo di quello totale** causato dai tre gas mescolati in maniera omogenea nell'atmosfera (CO₂, CH₄ e N₂O) (IPCC, 2021a).

Il metano porta anche alla **produzione di vapore acqueo** nella stratosfera mediante reazioni chimiche, aumentando così il riscaldamento globale anche in via indiretta.

L'ozono troposferico

Il metano contribuisce anche alla **produzione di ozono troposferico, un inquinante che danneggia la salute umana, la produzione di cibo e gli ecosistemi**. Studi recenti hanno riscontrato che gli impatti negativi del metano sulla salute e sull'agricoltura sono maggiori di quanto si credesse in precedenza (Shindell *et al.*, 2019).

Questi nuovi studi includono la scoperta che **l'ozono troposferico può avere impatti molto maggiori sulla salute pubblica**, in particolare sui decessi respiratori e cardiovascolari (Turner *et al.*, 2016).

Nell'ambito del Global Methane Assessment, **cinque team di ricerca hanno partecipato ad uno studio modellistico integrato** degli impatti delle emissioni di metano sulle concentrazioni di ozono troposferico e sul sistema climatico, e dei possibili benefici di una riduzione di queste emissioni (UNEP-CCAC, 2021).

Tra gli impatti sulla salute e sulle coltivazioni, lo studio ha preso in esame le **morti premature dovute a problemi respiratori e cardiovascolari, le morti premature dovute a ondate di calore, le ore di lavoro perse per eventi legati all'asma e il calo dei raccolti di grano, soia, mais e riso**.

Lo studio ha messo in evidenza **conseguenze particolarmente significative per il nostro Paese** per quanto riguarda i ricoveri in ospedale e le visite nei pronto-soccorso dovuti all'esposizione all'ozono, le perdite totali e relative dei raccolti di mais e soia.

La produzione di elettricità attraverso il gas naturale

Un altro studio ha preso in esame gli **impatti sanitari legati alla combustione del gas naturale per la produzione di elettricità** nei 27 Stati membri più il Regno Unito (HEAL, 2022).

L'impatto sanitario degli inquinanti atmosferici legati direttamente e indirettamente alla produzione di energia attraverso l'uso del gas naturale è stato valutato, nell'anno 2019, in **2864 morti premature, oltre 15000 casi di impatti respiratori sugli adulti e sui bambini, oltre 4100 ricoveri ospedalieri e più di 5 milioni di giorni lavorativi perduti a causa di malattie**.

Anche questo studio mette **l'Italia al primo posto tra i paesi con i maggiori costi sanitari**, con 2,17 miliardi di Euro (rispetto a un totale di 8,7 miliardi di Euro nell'area oggetto dello studio) dovuti all'uso del gas naturale negli impianti termoelettrici.

1.3 IL POTENZIALE DI RISCALDAMENTO GLOBALE DEL METANO

Per tenere conto dell'impatto sul sistema climatico di più gas-serra differenti, i diversi rapporti di valutazione dell'IPCC hanno preso in considerazione l'utilizzo di diversi indici come il **Potenziale di Riscaldamento Globale** (*Global Warming Potential, GWP*) e il **Potenziale di Cambiamento della Temperatura Globale** (*Global Temperature-change Potential, GTP*).

Uno di questi, il Potenziale di Riscaldamento Globale a 100 anni (*GWP-100*) è stato **ampiamente utilizzato nelle politiche climatiche per riportare sulla stessa scala le emissioni di diversi gas-serra** e, in particolare, nel *reporting* delle emissioni nazionali.

Attraverso l'utilizzo del *GWP-100*, i Paesi possono esprimere le proprie emissioni di gas-serra e i propri obiettivi di riduzione/limitazione in termini di CO_2 -equivalente.

La base di tutti gli indici di emissione (*emission metrics*) è **il profilo temporale del forcing radiativo effettivo (ERF) a seguito dell'emissione di un particolare composto**. Gli indici di emissione vengono quindi costruiti correlando il *forcing* agli indicatori fisici desiderati.

In particolare, il **Potenziale di Riscaldamento Globale** (*GWP*) 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, l'anidride carbonica (CO_2) (IPCC, 2021b).

Il *GWP* rappresenta quindi **l'effetto combinato dei diversi tempi di permanenza** di queste sostanze nell'atmosfera **e della loro efficacia nel causare forcing radiativo**.

Le diverse valutazioni di questi due parametri (tempo di permanenza in atmosfera, efficacia nel causare *forcing* radiativo) contenute nei Rapporti di Valutazione dell'IPCC spiegano quindi **le differenze nei valori forniti per i GWP a 20, a 100 e a 500 anni**.

Il metano di origine fossile è caratterizzato da *GWP* leggermente superiori a quelli da fonti biogeniche poiché porta ad un ulteriore accumulo di CO_2 fossile nell'atmosfera.

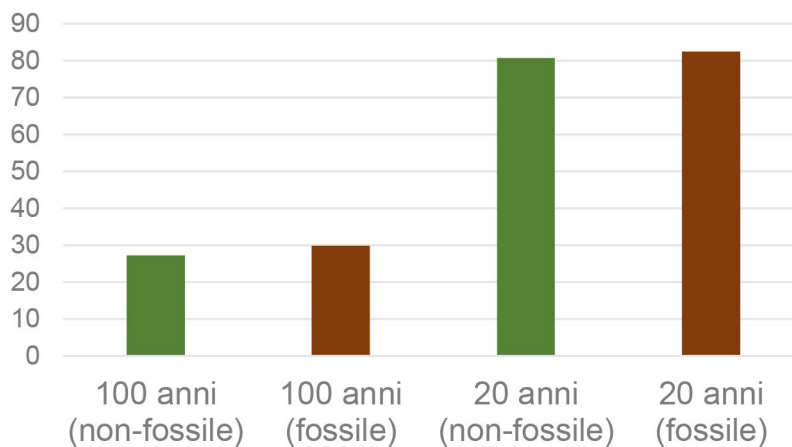
TABELLA 1: VALORI DEL POTENZIALE DI RISCALDAMENTO GLOBALE DEL METANO RISPETTO ALL'ANIDRIDE CARBONICA

Rapporto IPCC di riferimento	GWP a 20 anni		GWP a 100 anni		GWP a 500 anni	
	CH ₄ non-fossile	CH ₄ fossile	CH ₄ non-fossile	CH ₄ fossile	CH ₄ non-fossile	CH ₄ fossile
Secondo Rapporto di Valutazione (SAR)	56		21		6,5	
Quarto Rapporto di Valutazione (AR4)	72		25		7,6	
Quinto Rapporto di Valutazione (AR5)	84	85	28	30	-	-
Sesto Rapporto di Valutazione (AR6)	80,8	82,5	27,2	29,8	7,3	10

La scelta dell'indice di emissione influisce sulla **quantificazione del mix di specie chimiche gassose di breve e lunga vita media in atmosfera** le cui riduzioni saranno necessarie per raggiungere l'obiettivo climatico desiderato.

Dal momento che il GWP-100 è largamente utilizzato nel *reporting* delle emissioni nazionali, in genere **si tende a sottovalutare il contributo che azioni immediate di riduzione delle emissioni di metano possono fornire nel rallentare il riscaldamento globale nel breve periodo.**

FIGURA 4: CONFRONTO TRA I POTENZIALI DI RISCALDAMENTO GLOBALE (GWP) DEL METANO, A 100 E A 20 ANNI



Fonte: IPCC, 2021b

In realtà, l'orizzonte temporale che dovrebbe essere considerato dipende dalla data alla quale si desidera raggiungere il picco del riscaldamento globale. **Se l'obiettivo è quello di limitare il riscaldamento globale a non più di 2°C e preferibilmente a 1,5°C entro la fine del secolo, è evidente che l'utilizzo del GWP-100 nel reporting delle emissioni potrebbe non essere indicato**, dal momento che questo porta a sovrastimare il contributo dei gas a lunga vita media (come la CO₂) e a sottostimare quello dei gas a breve vita media (come il metano, 11,8 anni di vita media o l'HFC-134a, 14 anni di vita media).

Sulla base di queste considerazioni, e partendo da un set di 213 scenari di mitigazione utilizzati nel Rapporto Speciale dell'IPCC su un Riscaldamento di 1,5°C, è stato calcolato che **l'obiettivo di temperatura potrebbe essere raggiunto nel 2045, per un riscaldamento di 1,5°C, e nel 2079 per un riscaldamento di 2°C.**

I valori del GWP dovrebbero quindi essere riferiti agli intervalli di tempo tra la data attuale e quelle entro le quali sarà raggiunto il picco di temperatura, rispettivamente per i due obiettivi climatici, e quindi rispettivamente a 23 e a 57 anni (Abernethy and Jackson, 2022). Risulta quindi evidente che **l'unico valore del GWP che risponde alle esigenze legate agli obiettivi dell'Accordo di Parigi è il GWP-20.**

Il problema principale dell'uso degli indici di emissione è rappresentato dal **processo di stocktaking**, che si basa sulla valutazione degli NDC, nei quali gli impegni nazionali sono spesso espressi in termini di emissioni di CO₂ equivalenti basate sul GWP-100 al 2030 senza specificare i singoli gas.

Al momento, il Paris Rulebook (Decisione 18/CMA.1, allegato, paragrafo 37) afferma che "ciascuna parte utilizza i valori del potenziale di riscaldamento globale (GWP) dell'orizzonte temporale di 100 anni del quinto rapporto di valutazione dell'IPCC, o valori GWP dell'orizzonte temporale di 100 anni da un successivo rapporto di valutazione dell'IPCC, come concordato dalla "Conferenza delle parti che funge da riunione delle parti dell'accordo di Parigi" (CMA), per segnalare le emissioni e gli assorbimenti aggregati di gas a effetto serra, espresso in CO_{2eq}".

Ciascuna Parte può inoltre utilizzare altri parametri (ad esempio, la temperatura potenziale globale) per riportare informazioni supplementari sulle emissioni aggregate e sulle rimozioni di gas a effetto serra, espresse in CO_{2eq}". Ad esempio, **potrebbe essere raccomandato che il reporting avvenga sia con il GWP-100 che con il GWP-20.**

1.4 IL RUOLO DEL METANO NEGLI SCENARI DI DECARBONIZZAZIONE

Le considerazioni sviluppate nel paragrafo precedente mettono in evidenza che, a causa dell'utilizzo generalizzato del GWP-100 nei documenti ufficiali della UNFCCC e nel *reporting* delle emissioni nazionali da parte dei paesi (in particolare per quanto riguarda gli NDC), **il ruolo del metano negli scenari di decarbonizzazione relativi all'Accordo di Parigi è abbastanza sottovalutato.**

In realtà, la breve vita atmosferica del metano comporta che agendo ora per la riduzione delle sue emissioni **possiamo ridurre rapidamente le concentrazioni atmosferiche** e, di conseguenza, anche il *forcing* climatico e l'inquinamento da ozono.

Concentrazioni di metano inferiori ridurrebbero rapidamente il tasso di riscaldamento, rendendo **la mitigazione del metano uno dei modi migliori per limitare il riscaldamento in questo decennio e in quelli successivi.**

In questo modo sarebbe possibile prevenire pericolosi *feedback* climatici, conseguendo nello stesso tempo importanti benefici sanitari ed economici dalla riduzione dell'ozono troposferico.

Gli effetti della riduzione di emissioni

Peraltro, **la diminuzione delle emissioni di metano non darebbe origine a meccanismi di *offset***, come una crescita delle emissioni naturali che potrebbe compensare la diminuzione di quelle antropogeniche.

Non ci sarebbero controindicazioni nemmeno per quanto riguarda gli effetti del sistema climatico, a differenza di quanto può avvenire nel breve periodo per la riduzione delle

emissioni di CO₂ dai combustibili fossili, che porta con sé anche una riduzione delle concentrazioni degli aerosol, che esercitano invece un effetto schermante nei confronti della radiazione solare.

Gli scenari futuri

Il contributo del Gruppo di Lavoro I al Sesto Rapporto di Valutazione dell'IPCC amplifica le conclusioni dei rapporti precedenti sulla riduzione del metano: **per raggiungere un percorso di 1,5°C, dobbiamo eliminare circa un terzo delle emissioni di metano dai nostri livelli attuali entro il 2030 e circa il 45% entro 2040.**

Se è vero che non possiamo affatto raggiungere i nostri obiettivi climatici senza arrivare allo zero netto di CO₂, nello stesso tempo **la riduzione delle emissioni di metano rappresenta probabilmente la leva più forte che abbiamo per evitare di superare i nostri obiettivi mentre ci muoviamo verso lo zero netto di CO₂.**

Nella prima metà di questo secolo, **nei prossimi 25 anni circa, la traiettoria della temperatura sarà fortemente governata da ciò che facciamo per il metano**, mentre nella seconda metà del secolo, sarà dominato da ciò che facciamo per la CO₂.

SECONDO CAPITOLO

LE EMISSIONI DI METANO IN ITALIA: TREND DI EMISSIONE E ANALISI DELLE SORGENTI



2 LE EMISSIONI DI METANO IN ITALIA: TREND DI EMISSIONE E ANALISI DELLE SORGENTI

Nel 2019, le emissioni di metano in Italia sono state pari a 1.718,69 kt, corrispondenti a 48.123,32 ktCO_{2eq}, il 12,9% in meno del valore registrato nel 1990. In termini di CO₂ equivalente, il metano ha rappresentato il 10,3% del totale dei gas-serra. I settori che forniscono il contributo più rilevante alle emissioni di metano sono l'agricoltura, con il 44,2%, la gestione dei rifiuti, con il 37,9% e l'energia con il 17,9% (di cui 11,0% dalle emissioni fuggitive¹ e il 6,9% dai processi di combustione).

FIGURA 5: EMISSIONI DI CH₄ PER SETTORE IN ITALIA, 1990-2019

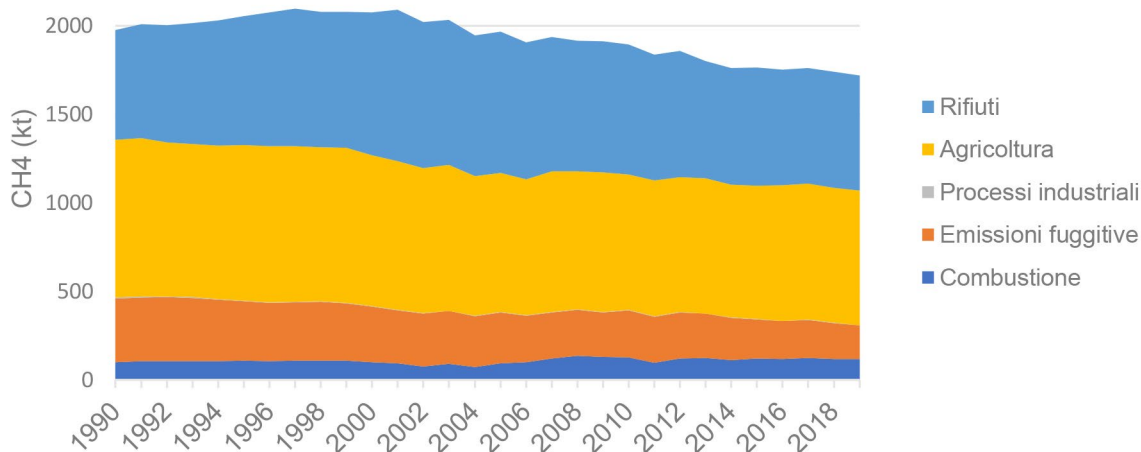


TABELLA 2: EMISSIONI TOTALI DI CH₄ PER SETTORE IN ITALIA, 1990-2019 (KT)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	%2019/1990
Combustione	97,74	108,04	98,73	92,04	126,37	120,20	117,16	124,19	116,87	117,55	20,27
Emissioni fuggitive	362,32	334,39	314,91	287,39	265,00	221,23	214,08	214,82	203,59	189,64	-47,66
Processi industriali	5,16	5,36	2,92	2,97	2,39	1,70	1,91	1,77	1,76	1,66	-67,85
Agricoltura	889,24	877,15	851,60	785,25	765,49	753,94	765,15	766,95	760,60	758,82	-14,67
Rifiuti	618,78	728,93	805,75	796,28	734,31	665,30	653,45	653,22	656,07	651,02	5,21
Totale	1973,24	2053,87	2073,91	1963,93	1893,56	1762,37	1751,75	1760,95	1738,89	1718,69	12,90

¹ Si definiscono emissioni fuggitive quelle legate ai rilasci intenzionali o non intenzionali di gas-serra che possono verificarsi durante l'estrazione, la lavorazione e la consegna dei combustibili fossili al punto di utilizzo finale.

La tabella 2 mette in evidenza che i **processi industriali rivestono ormai un ruolo trascurabile** (1,66 kt nel 2019, pari allo 0,097% del totale) rispetto alle emissioni complessive di metano nel nostro Paese. **La riduzione delle emissioni registrata tra il 1990 e il 2019 (-67,9%)** va ricondotta principalmente al cambio delle tecnologie di produzione avvenuto nel 1986 nell'industria del nerofumo e al calo dei livelli produttivi nell'industria siderurgica.

Nel 2019, le attività agricole sono state all'origine dell'emissione di 758,62 kt di metano. **Le attività legate all'allevamento, e cioè la fermentazione enterica e la gestione degli effluenti, sono state all'origine di gran parte delle emissioni, rispettivamente con il 69,8% e il 21,8%.**

FIGURA 6: EMISSIONI DI CH₄ DAL SETTORE AGRICOLO IN ITALIA, 1990-2019

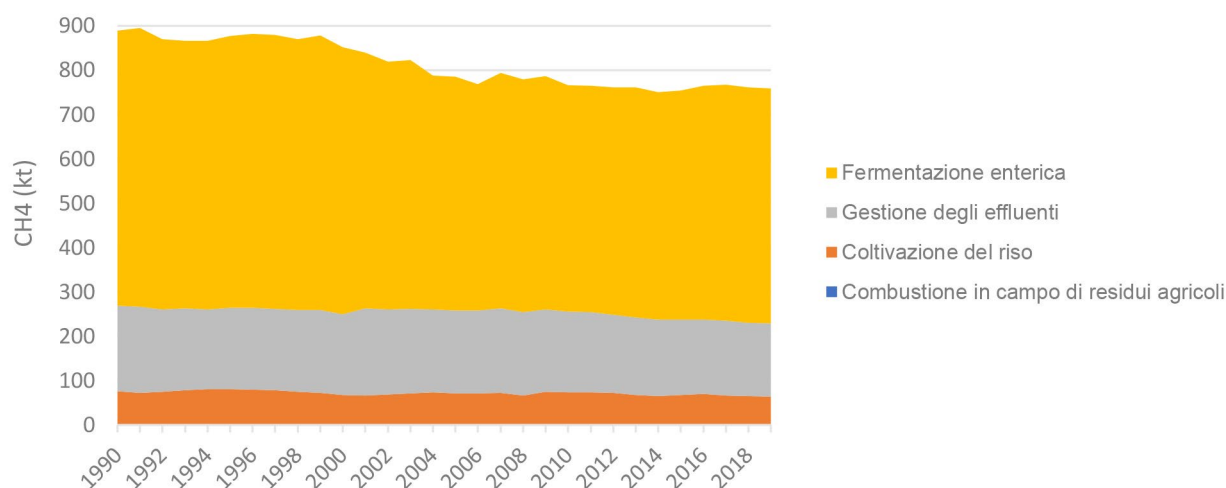


TABELLA 3: EMISSIONI DI CH₄ DAL SETTORE AGRICOLO IN ITALIA, 1990-2019

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	%2019/1990
Fermentazione	619,86	612,76	601,91	527,14	510,44	529,86	527,54	532,06	530,28	529,63	-14,56
Gestione degli effluenti	193,72	184,24	182,84	187,39	181,55	190,60	168,35	168,45	165,67	165,27	-14,69
Coltivazione del riso	75,06	79,56	66,26	70,09	72,89	72,08	68,60	65,83	64,05	63,33	-1,18
Combustione in campo di residui agricoli	0,60	0,59	0,59	0,64	0,61	0,63	0,67	0,60	0,60	0,59	-1,18
Totali	889,24	877,15	851,60	785,26	765,49	793,17	765,16	766,94	760,60	758,82	-14,67

Nel 2019, le attività legate allo smaltimento e alla gestione dei rifiuti e al trattamento delle acque di scarico sono state all'origine dell'emissione di 651,02 kt di metano. **Lo smaltimento in discarica dei rifiuti solidi è stato all'origine dell'83,9% delle emissioni.**

Il trend delle emissioni dallo smaltimento dei rifiuti solidi è stato in aumento fino al 2010, per effetto delle quantità crescenti di rifiuti avviate allo smaltimento in discarica controllata; in seguito **le emissioni hanno cominciato a decrescere**, essenzialmente a causa della **diffusione di sistemi per la captazione del biogas e di impianti per il trattamento della frazione organica dei rifiuti.**

FIGURA 7: EMISSIONI DI CH₄ DAL SETTORE DEI RIFIUTI IN ITALIA, 1990-2019

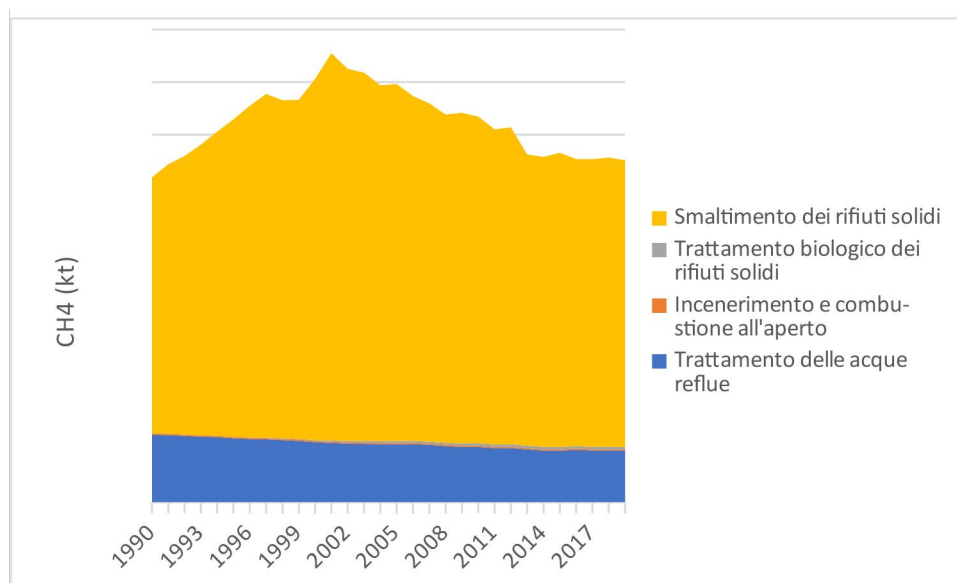


TABELLA 4: EMISSIONI DI CH₄ DAL SETTORE DEI RIFIUTI IN ITALIA, 1990-2019

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	%2019/1990
Smaltimento dei rifiuti solidi	488,25	604,93	687,98	680,1	622,33	560,64	546,77	548,11	550,78	546,36	11,90
Trattamento biologico dei rifiuti solidi	0,19	0,43	1,86	3,66	4,65	4,83	4,91	4,84	4,77	4,58	2310,53
Incenerimento e combustione all'aperto	2	2,32	2,23	2,46	2,33	2,32	2,41	2,26	2,19	2,18	9,00
Trattamento delle acque reflue	128,35	121,25	113,67	110,06	105,01	97,51	99,35	98	98,33	97,9	-23,72
Totale	618,78	728,93	805,75	796,28	734,31	665,3	653,45	653,22	656,07	651,02	5,21

Nel **2019** le emissioni fuggitive di gas-serra sono state il 2,2% delle emissioni energetiche e l'1,8% delle emissioni totali. I gas più rilevanti sono CH₄ nella filiera del gas naturale e CO₂ nella filiera del petrolio.

Tra il 1990 e il 2019, le emissioni fuggitive di gas-serra si sono ridotte del 45,5%. Quelle provenienti dalla filiera del gas naturale hanno rappresentato il 63% delle emissioni fuggitive totali nel 2019. Nel 1990 erano il 75,5%.

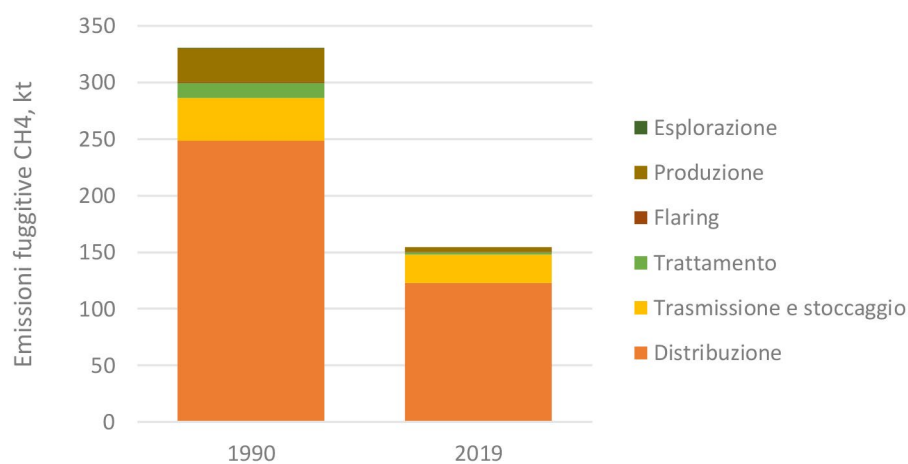
Le emissioni fuggitive di metano dalla filiera del gas naturale nel 2019 sono state pari a 154,63 kt; nel 1990, erano pari a 330,39 kt, il che corrisponde ad una riduzione del 53,2%. Il loro rapporto rispetto al consumo totale lordo di gas naturale è passato quindi dallo 0,96% allo 0,29%.

La maggior parte del CH₄ delle emissioni fuggitive è emesso nella distribuzione di gas naturale, seguita dalla trasmissione. Nel 2019, le due attività hanno rappresentato circa il 95,7% del CH₄ da fuggitive nella filiera del gas naturale; da sole, le perdite nella distribuzione a livello domestico hanno costituito il 79,5% del totale delle emissioni fuggitive.

TABELLA 5: EMISSIONI FUGGITIVE DI CH₄ PER ATTIVITÀ NEL 1990 E NEL 2019 (KT)

	1990	2019
Distribuzione	248,65	122,98
Trasmissione e stoccaggio	37,56	24,93
Trattamento	13,37	2,02
<i>Flaring</i>	0,94	0,18
Produzione	29,86	4,52
Esplorazione	0,01	0
Totale	330,39	154,63

FIGURA 8: EMISSIONI FUGGITIVE DI CH₄ PER ATTIVITÀ NEL 1990 E NEL 2019



TERZO CAPITOLO

IMPRONTA CARBONICA DEI DIVERSI COMBUSTIBILI FOSSILI



Gas carrier in port © Wojciech Wrzesień - stock.adobe.com

3 IMPRONTA CARBONICA DEI DIVERSI COMBUSTIBILI FOSSILI

Secondo la norma ISO 14067, pubblicata nel 2018, si definisce come **carbon footprint** (impronta carbonica) di un prodotto **la somma delle emissioni e degli assorbimenti di gas-serra**, espressa in termini di CO₂ equivalente, valutata sulla base dell'approccio del *life cycle assessment* con riferimento alla categoria di impatto dei cambiamenti climatici.

La *carbon footprint* è uno strumento prezioso per valutare quanto i processi connessi ad un determinato prodotto influenzano il sistema climatico, e può quindi essere applicata anche al **confronto tra gli impatti esercitati dai diversi combustibili fossili nella produzione termoelettrica**.

Il ciclo di vita del combustibile fossile

Un ciclo di vita completo di un combustibile fossile utilizzato nella produzione termoelettrica dovrebbe prendere in esame le emissioni di gas-serra generate dalle seguenti attività:

- **estrazione e lavorazione** della materia prima;
- **trasporto** fino alla zona di utilizzo (via mare, terra, *pipeline*,...)
- **costruzione delle attrezzature e delle infrastrutture** impiegate nell'estrazione e nel trasporto;
- **costruzione e dismissione della centrale**;
- **valutazione delle specifiche della centrale** (tecnologia, rendimento, dispositivi per la riduzione delle emissioni, ecc.)
- **smantellamento delle infrastrutture** a fine vita;
- **smaltimento e/o riutilizzo dei residui** di lavorazione.

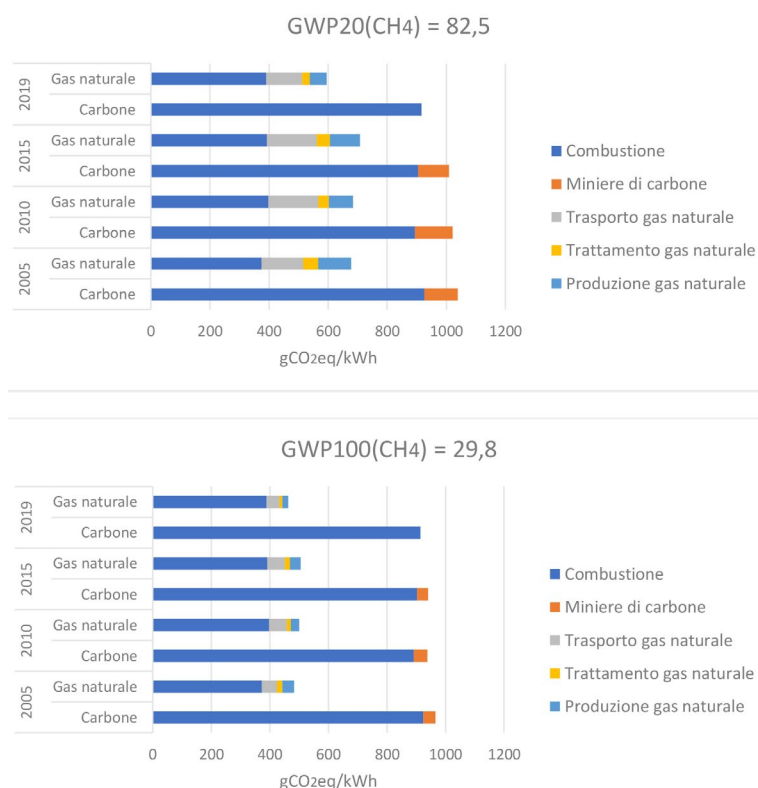
Dati e stime

Tenendo conto della forte dipendenza energetica dell'Italia dall'estero e della provenienza geografica diversificata delle fonti, **il reperimento dei dati per alcune di queste attività presenta indubbe difficoltà**.

La norma ISO consente comunque di limitare l'analisi a uno o più attività selezionate (si parla in questo caso di *carbon footprint* parziale), ad esempio **limitandosi a considerare la fase di combustione e le emissioni fuggitive connesse al trasporto e al trattamento dei combustibili fossili all'interno del territorio nazionale** (Zerlia, 2003).

Le stime sono state effettuate utilizzando **i dati di emissione dichiarati annualmente dall'ISPRA** nella *submission* dell'Italia alla Convenzione-quadro sui cambiamenti climatici (ISPRA, 2021); anche i processi di combustione negli impianti termoelettrici sono stati caratterizzati utilizzando dati di fonte ISPRA (Caputo, 2021; ISPRA, 2021).

FIGURA 9: CARBON FOOTPRINT DEL GAS NATURALE E DEL CARBONE NELLA PRODUZIONE TERMOELETTRICA (EMISSIONI RELATIVE AL TERRITORIO ITALIANO)



Come mostrano le due figure, **le emissioni fuggitive** provenienti dalle diverse attività della produzione e della lavorazione dei combustibili fossili **influiscono in maniera non trascurabile sull'impronta carbonica** dei due combustibili (gas naturale e carbone) nella produzione termoelettrica.

L'impatto è particolarmente significativo per il gas naturale (in particolare assumendo per il potenziale di riscaldamento globale il valore di 82,5 fornito dal 6° Rapporto di Valutazione dell'IPCC per il GWP a 20 anni); **il peso delle emissioni fuggitive rispetto al totale dell'impronta carbonica può arrivare intorno al 45%**, riducendo così in modo evidente i vantaggi ambientali relativi all'uso del gas naturale e all'utilizzo del ciclo combinato come tecnologia di generazione.

Le emissioni legate all'approvvigionamento

Oltre alle stime citate, che considerano l'impatto sulle emissioni di gas-serra delle attività di precombustione e di combustione del carbone e del gas naturale che si svolgono sul territorio nazionale, sono state prese in esame altre analisi che, sulla base di dati di letteratura, valutano le emissioni associate a tutte le attività di approvvigionamento dei combustibili fossili, a partire dalle prospezioni iniziali fino alla consegna gli impianti termoelettrici (ISSI, 2005).

Per il gas naturale, si è considerato sia **l'approvvigionamento attuale di gas naturale** che è prevalentemente via gasdotto, che il gas naturale liquefatto (*GNL*) trasportato da nave metaniera.

Nemmeno in questo caso si può parlare di una vera e propria analisi del ciclo di vita delle diverse opzioni, che dovrebbe includere anche la costruzione e lo smantellamento degli impianti necessari al ciclo di produzione energetica e lo smantellamento a fine vita.

La pre-combustione

Questo approccio porta ad **aumentare significativamente il peso delle emissioni dalla fase di pre-combustione**, rispetto a quelle provenienti dai processi di combustione. Da alcune parti si è sottolineato come in fase di pre-combustione, il gas naturale presenti uno svantaggio tale da ridurre in modo consistente il suo vantaggio sul carbone in fase di combustione. Una parte di queste analisi si basano su stime vecchie e in parte errate effettuate sul gasdotto russo.

Gli interventi effettuati dalla seconda metà degli anni '90 e una più accurata valutazione delle emissioni conducono a stime più moderate e **le misure indipendenti effettuate negli anni recenti mostrano valori delle perdite inferiori al passato.**

TABELLA 6: CARBON FOOTPRINT DEL GAS NATURALE E DEL CARBONE NELLA PRODUZIONE TERMOELETTRICA, IN GCO_{2EQ}/KWH (EMISSIONI RELATIVE ALL'INTERO CICLO DI VITA DEI COMBUSTIBILI)

Fonte	Intervallo valori			
	GWP ₁₀₀ (CH ₄) = 29,8	GWP(CH ₄) ₂₀ = 82,5	GWP ₁₀₀ (CH ₄) = 29,8	GWP ₂₀ (CH ₄) = 82,5
Carbone				
Fasi precombustione	41 - 201	114 - 554	106	295
da USA	112 - 116	310 - 322		
Combustione	754 - 807			
Totale			876	1065
Gas naturale				
Fasi precombustione				
da gasdotto	57 - 122	157 - 338	72	200
GNL	87 - 149	240 - 413	118	326
mix 30% GNL			85 - 94	236 - 259
Combustione	337 - 368			
Totale			595 - 640	1646 - 1772
con mix 30% GNL			607 - 616	1681 - 1705

Fonte: rielaborazione da ISSI, 2005

In questo caso, però, **il risultato finale** del confronto non è scontato a favore del gas naturale, ma **dipende dall'orizzonte temporale al quale viene riferito il potere di riscaldamento globale delle emissioni di metano**. Se, invece di considerare il GWP a 100 anni, si considera il GWP a 20 anni, le emissioni dall'uso del gas naturale arrivano a un valore superiore tra il 55% e il 66% a quelle legate all'uso del carbone.

QUARTO CAPITOLO

**INIZIATIVE
PER LA RIDUZIONE
DELLE EMISSIONI
FUGGITIVE
DI METANO**



Engineering climb up to oil and gas process plant © pichitstocker - stock.adobe.com

4 INIZIATIVE PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE DI METANO

Esistono **grandi differenze tra i dati basati su campagne di misurazione e studi scientifici e i livelli di emissione riportati da organismi pubblici ufficiali**, come la Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), che raramente utilizzano dati misurati direttamente. Questa discrepanza esiste sia a livello globale che nazionale e per tutte le fonti di emissione.

Le linee-guida dell'UNFCCC fanno riferimento ai rapporti predisposti dall'IPCC per la preparazione degli inventari nazionali, il più recente dei quali è stato pubblicato nel 2006 (IPCC, 2006).

Mentre i Paesi industrializzati hanno adottato rapidamente queste linee-guida, per i Paesi in via di sviluppo è stato previsto un calendario di adeguamento più flessibile.

Infine, **molte comunicazioni ufficiali sui gas serra all'UNFCCC non sono state aggiornate per anni** e, anche per quelle che lo hanno fatto, molti di questi inventari non sono ancora sufficientemente accurati da fornire un quadro chiaro delle emissioni.

La stima delle emissioni

Le emissioni di metano possono essere stimate in diversi modi. Gli **approcci bottom-up** possono utilizzare dati sull'attività (ad esempio il numero di strutture o l'entità delle operazioni) moltiplicati per fattori di emissione standardizzati (ad esempio valori predefiniti o tassi di perdita per particolari tipi di apparecchiature). **I metodi top-down** tendono a misurare le concentrazioni di metano nell'atmosfera, normalmente mediante sensori aerei o satellitari, per dedurre i rilasci di emissioni.

L'incertezza delle stime

Le stime delle emissioni di metano sono soggette a notevole incertezza sull'entità delle fonti di emissione e sulla loro variabilità.

Soprattutto **per le principali attività dei settori dell'agricoltura e dei rifiuti, l'incertezza delle stime di CH₄ si aggira intorno al 20%** (e può raggiungere in alcuni casi il 100%, come per il trattamento delle acque reflue), a fronte del 4-5% per la CO₂ dai processi di combustione (ISPRA, 2021).

Inoltre, per alcune tipologie di emissione come le emissioni fuggitive, **alcuni dei più grandi eventi di emissione sono il risultato di incidenti e errori di processo imprevedibili** e questi potrebbero contribuire a un elevato livello di emissioni dalle operazioni di petrolio e gas, ma spesso non sono inclusi negli inventari *bottom-up*.

Sono già disponibili approcci collaudati per ridurre le emissioni di metano, ma sono necessari dati migliori e più trasparenti per facilitare un'azione mirata.

4.1 METODOLOGIE RACCOMANDATE DALL'IPCC PER LA STIMA DELLE EMISSIONI FUGGITIVE

Secondo la versione del 2006 delle Linee-guida dell'IPCC per gli inventari nazionali dei gas-serra, lo standard più autorevole per la stima delle emissioni, si definiscono "emissioni fuggitive" **le emissioni intenzionali o non intenzionali di gas-serra** che possono verificarsi durante l'estrazione, la lavorazione e la consegna di combustibili fossili al punto di utilizzo finale.

Le emissioni fuggitive di metano da combustibili fossili rappresentano **il 20% delle emissioni totali di metano**, ovvero circa il 5% delle emissioni totali di GHG, espresse in termini di CO₂ equivalente. Le Linee-guida dell'IPCC distinguono due categorie principali di emissioni fuggitive:

- emissioni fuggitive **dall'estrazione e dalla movimentazione del carbone**
- emissioni fuggitive **dai sistemi di petrolio e gas**

In questo documento prenderemo in esame **solamente le emissioni dai sistemi di gas naturale**. Queste emissioni ammontano all'incirca a 45 Mt, ossia il 33,6% del totale delle emissioni di metano dal settore energetico (IEA, 2020).

Le emissioni fuggitive dai sistemi di gas naturale vengono **classificate dall'IPCC in funzione della provenienza e delle modalità di emissione**, come mostrato nella tabella seguente.

**TABELLA 7: DISAGGREGAZIONE DELLE EMISSIONI DALLA PRODUZIONE
E DAL TRASPORTO DEL GAS NATURALE**

	Settore	Spiegazione
1 B 2 b	Gas naturale	Comprende le emissioni da venting, flaring ² e tutte le altre fonti fuggitive associate all'esplorazione, produzione, trattamento, trasmissione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale (compreso gas associato e non associato).
1 B 2 b i	Venting	Emissioni da venting di gas naturale e flussi di gas e vapori di scarico negli impianti di gas.
1 B 2 b ii	Flaring	Emissioni da flaring di gas naturale e flussi di gas e vapori di scarico negli impianti di gas.
1 B 2 b iii	Tutti gli altri	Emissioni fuggitive negli impianti di gas naturale da perdite di apparecchiature, perdite di stoccaggio, rotture di tubazioni, scoppi di pozzi, migrazione di gas sulla superficie intorno all'esterno dell'involucro della testa del pozzo, curve di sfiato dell'involucro superficiale e qualsiasi altro rilascio di gas o vapore non specificamente considerato come sfiato o <i>flaring</i> .
1 B 2 b iii 1	Esplorazione	Emissioni fuggitive (esclusi venting e flaring) da perforazione di pozzi di gas, test di aste di perforazione e completamenti di pozzi.
1 B 2 b iii 2	Produzione	Emissioni fuggitive (esclusi venting e flaring) dalla testa del pozzo del gas all'ingresso degli impianti di trattamento del gas o, ove il trattamento non sia richiesto, ai punti di raccordo sui sistemi di trasporto del gas. Ciò include le emissioni fuggitive relative alla manutenzione dei pozzi, alla raccolta del gas, al trattamento e alle attività associate di smaltimento delle acque reflue e dei gas acidi
1 B 2 b iii 3	Trattamento	Emissioni fuggitive (esclusi venting e flaring) dagli impianti di trattamento del gas.
1 B 2 b iii 4	Trasmissione e stoccaggio	Emissioni fuggitive dai sistemi utilizzati per trasportare il gas naturale trattato al mercato (ovvero ai consumatori industriali e ai sistemi di distribuzione del gas naturale). Dovrebbero essere incluse in questa categoria anche le emissioni fuggitive dai sistemi di stoccaggio del gas naturale. Le emissioni degli impianti di estrazione di liquidi di gas naturale sui sistemi di trasporto del gas devono essere comunicate nell'ambito del trattamento del gas naturale (Categoria 1.B.2.b.iii.3). Le emissioni fuggitive legate alla trasmissione di liquidi di gas naturale dovrebbero essere comunicate nella categoria 1.B.2.a.iii.3
1 B 2 b iii 5	Distribuzione	Emissioni fuggitive (esclusi venting e flaring) dalla distribuzione del gas naturale ai consumatori finali
1 B 2 b iii 6	Altro	Emissioni fuggitive da sistemi di gas naturale (esclusi venting e flaring) non altrimenti contabilizzate nelle categorie sopra indicate. Ciò può includere emissioni da scoppi di pozzi e rotture di tubazioni o scavi

Fonte: IPCC, 2006

² Il termine **flaring** indica la combustione del gas in eccesso estratto insieme al petrolio, mentre il termine **venting** indica il rilascio diretto del gas in atmosfera che è associato soprattutto con la manutenzione.

Esistono **tre livelli metodologici per determinare le emissioni fuggitive dai sistemi di gas naturale**. In generale, comunque, è buona norma disaggregare le attività nelle principali categorie e sottocategorie nell'industria del gas e quindi valutare le emissioni separatamente per ciascuna di queste. Il livello metodologico applicato a ciascun segmento dovrebbe essere commisurato alla quantità di emissioni e alle risorse disponibili.

TABELLA 8: LIVELLI METODOLOGICI PER LA STIMA DELLE EMISSIONI FUGGITIVE

Livello	In che cosa consiste	Quando si applica
Livello 1	Prevede l'applicazione di appropriati fattori di emissione predefiniti a un parametro di attività rappresentativo (di solito la portata) per ciascun segmento o sottocategoria dell'industria del gas naturale di un Paese.	Dovrebbe essere utilizzato solo per le sorgenti non chiave dell'inventario.
Livello 2	Prevede, come il livello 1, l'applicazione di appropriati fattori di emissione a un parametro di attività rappresentativo per ciascun segmento o sottocategoria dell'industria del gas naturale di un Paese. A differenza del livello 1, però, i fattori di emissione sono specifici per Paese, anziché predefiniti.	Dovrebbe essere applicato alle sorgenti chiave dell'inventario, quando l'uso di un approccio di livello 3 non è praticabile.
Livello 3	Prevede l'applicazione di una rigorosa valutazione bottom-up dal basso verso l'alto per ciascuna tipologia primaria di fonte (ad es. sfiato, flaring, perdite di apparecchiature fuggitive, perdite per evaporazione e rilasci accidentali) a livello di singolo impianto con un'adeguata contabilizzazione dei contributi da fonti minori o temporanee.	Dovrebbe essere utilizzato per le sorgenti chiave dell'inventario, quando i dati sull'attività e sull'infrastruttura necessari sono prontamente disponibili o sono ragionevoli da ottenere.

Fonte: IPCC, 2006

Le Linee-guida IPCC presentano i fattori di emissione standard Tier 1 per i diversi settori o lavorazioni, espressi in unità di emissioni in peso per volume unitario di gas.

Vengono forniti **due set di valori dei fattori di emissione**, uno per i **Paesi industrializzati**, corrispondente agli standard di progettazione, gestione e manutenzione dell'America settentrionale e dell'Europa occidentale, e un altro per i **Paesi a economia in via di sviluppo o in transizione**, caratterizzati da quantità molto maggiori di emissioni fuggitive per unità di attività (spesso di un ordine di grandezza o più), per effetto di standard di progettazione meno rigorosi, uso di componenti di qualità inferiore, accesso limitato ai mercati del gas naturale e, in alcuni casi, prezzi dell'energia artificialmente bassi con minore incentivo per il risparmio energetico.

4.2 EMISSIONI FUGGITIVE CHE SFUGGONO ALLE METODOLOGIE INVENTARIALI

A mano a mano che cresce la disponibilità di dati misurati, risulta sempre più evidente che, sulla base degli studi scientifici più recenti e delle campagne di misura, **le emissioni di metano dal settore energetico sono largamente sottostimate** dai dati ufficiali comunicati dai diversi Paesi al Segretariato della Convenzione-quadro sui cambiamenti climatici (UNFCCC).

I satelliti stanno fornendo il contributo più importante agli sforzi globali per aumentare la trasparenza sulle fonti di emissione, in particolare per perdite molto rilevanti. **I satelliti stanno fornendo informazioni importanti sulle dimensioni e sulla durata di grandi perdite** in luoghi come il Medio Oriente e il Nord Africa, l'Asia centrale e negli Stati Uniti, compresi i principali giacimenti di scisti negli Stati Uniti.

Satelliti e difficoltà di rilevamento

Le aree aperte all'osservazione satellitare sono in aumento, ma la copertura che forniscono è ancora lontana dall'essere completa.

I satelliti esistenti possono avere **difficoltà a fornire letture in molte situazioni** come operazioni *offshore*, catene montuose, regioni innevate o coperte di ghiaccio e ad alte latitudini. Sono inoltre danneggiati dalla copertura nuvolosa, anche se solo una parte dell'area monitorata è coperta, limitando il numero di giorni in cui è possibile effettuare i rilevamenti.

Ad esempio, **i paesi con fitte foreste o nelle regioni equatoriali**, come la Nigeria o il Venezuela, sono molto spesso nuvolosi, ostacolando gli sforzi di osservazione. Altre campagne di rilevamento e misurazione rimarranno comunque essenziali e il sistema ottimale combinerà misurazioni satellitari con rilevamenti aerei e basati su droni, sensori e rilevamenti a terra e dispositivi di monitoraggio continuo.

Oltre alla misurazione, sono essenziali anche solide procedure e sistemi di monitoraggio, rendicontazione e verifica.

Eventi ultra-emettitori

Una prima campagna di rilievi, i cui risultati sono stati però pubblicati di recente, ha identificato nel 2019 e nel 2020 più di **1800 eventi "ultra-emettitori"**, che hanno rilasciato spesso diverse tonnellate di metano all'ora (Lauvaux *et al.*, 2022).

Questi eventi avevano interessato soprattutto **l'ex repubblica sovietica del Turkmenistan, la Russia, gli Stati Uniti, l'Iran, il Kazakistan e l'Algeria**, mentre relativamente pochi sono stati i rilasci di questo tipo riscontrati in Paesi con grandi industrie del gas, come l'Arabia Saudita.

Secondo i ricercatori, **i grandi rilasci di metano rilevati hanno rappresentato l'8-12% delle emissioni globali di metano** dalle infrastrutture del petrolio e del gas durante quel periodo.

Alcuni eventi registrati derivavano da incidenti, ma molti erano deliberati. Le società del gas avevano semplicemente scaricato il gas dai gasdotti o da altre apparecchiature prima di eseguire operazioni di riparazione o manutenzione.

Riparare le perdite

Tra il 2019 e il 2021, le due organizzazioni Carbon Mapper e Environmental Defense Fund hanno condotto rilievi mediante l'uso di aerei equipaggiati con tecnologie avanzate di telerilevamento per **individuare, quantificare e tracciare le emissioni di metano** dagli impianti di produzione di petrolio e gas nel bacino del Permiano attraverso il Texas e il New Mexico.

I dati pubblicati hanno messo in evidenza che circa 30 infrastrutture, tra cui condutture, piattaforme di pozzo, stazioni di compressione e impianti di trattamento, hanno emesso in modo persistente grandi volumi di metano per più anni e che **la riparazione di tali perdite potrebbe ridurre immediatamente le emissioni di metano di circa 100.000 tonnellate all'anno.**

Infine, uno studio pubblicato più di recente, che ha visto la collaborazione di diversi laboratori di ricerca internazionali, guidati dal Laboratoire des Sciences du Climat et de l'Environnement (LSCE, Francia), ha identificato, tra il 2000 e il 2021, **1200 impianti petroliferi e di gas** situati presso i più grandi giacimenti di petrolio e di gas del mondo **che rilasciano sporadicamente più di 25 tonnellate di metano all'ora** (Vogel, 2022).

Lo studio sulle emissioni

Per stimare la quantità di metano rilasciata nell'atmosfera, il team ha eseguito **un'analisi sistematica di migliaia di immagini prodotte quotidianamente dalla missione satellitare Sentinel 5-P** dell'Agenzia spaziale europea (ESA). Nel loro complesso, le strutture identificate rappresentano oltre il 50% della produzione totale di gas naturale *onshore*.

La maggior parte degli episodi di ultra-emissioni dura poco e molti sono probabilmente dovuti ad attività di manutenzione programmata. Lo studio si è concentrato sui 6 principali Paesi produttori di petrolio e gas nei quali questo tipo di emissioni è particolarmente frequente e ha rivelato che in totale, **questi rilasci non dichiarati contribuiscono a circa il 10% di tutte le emissioni di metano dalle operazioni di petrolio e gas di questi Paesi.**

Emissioni persistenti

I dati del satellite Sentinel 5-P, elaborati dalla società di analisi della terra Kayros, indicano che nel 2021 c'erano circa 70 paesi in cui le emissioni di metano dalle operazioni di petrolio e gas potevano essere rilevate per almeno 15 giorni. Nel 2021 sono stati osservati grandi eventi di emissione in circa 15 di questi paesi.

La copertura tende ad essere migliore in Medio Oriente, dove è possibile effettuare una misurazione diretta ogni 3-5 giorni. Nei giorni rimanenti, la copertura nuvolosa o altre interferenze hanno impedito le operazioni di misurazione.

Tenendo conto del livello di copertura satellitare, **si stima che eventi di emissione molto grandi rilevati dal satellite siano stati responsabili di circa 3,5 Mt di emissioni dalle operazioni di petrolio e gas nel 2021 a livello globale.**

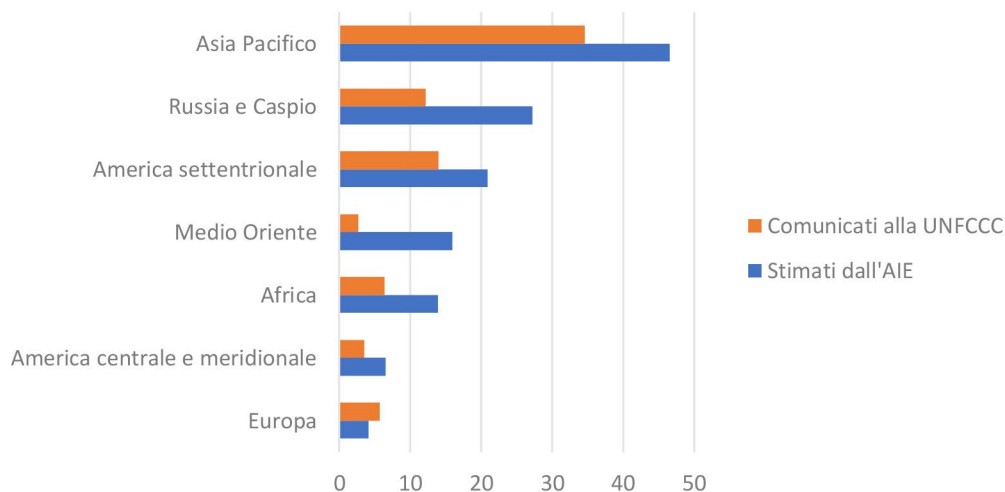
4.3 LE VALUTAZIONI DELL'AIE SULLE EMISSIONI NAZIONALI DI METANO

Un quadro completo e affidabile delle emissioni di metano è un prerequisito per mettere a punto strumenti politici in grado di determinare tagli più profondi delle emissioni in modo efficiente, inclusi strumenti basati sul mercato, standard di prestazione e misure commerciali.

Può anche **facilitare il lavoro delle autorità di regolamentazione** nella verifica della conformità e nel monitoraggio dei progressi rispetto agli obiettivi di riduzione, **supportare lo sviluppo normativo** e consentire ad altre parti interessate di **impegnarsi negli sforzi di mitigazione** delle emissioni di metano.

Ad esempio, a livello globale, l'analisi condotta dall'Agenzia Internazionale dell'Energia nel "Global Methane Tracker 2022" evidenzia **un serio problema di accuratezza e affidabilità delle stime presentate dai governi nazionali alla Convenzione-quadro sui cambiamenti climatici (UNFCCC)**, che risultano di circa il 70% più basse di quelle predisposte dall'Agenzia (AIE, 2022).

FIGURA 10: EMISSIONI GLOBALI DI METANO DAL SETTORE ENERGETICO PER AREA GEOGRAFICA



Fonte: AIE, 2022

Le ragioni della inadeguatezza degli inventari attuali delle emissioni di metano dal settore O&G sono state analizzate, in particolare, negli Stati Uniti, con riferimento alle stime dell'EPA basate su metodologie *bottom-up*, che risultano largamente inferiori rispetto ai valori forniti dagli studi di tipo *top-down* sia a livello di sito che su larga scala.

Ci si è chiesti, in particolare, **se questa sottovalutazione sia dovuta a un problema intrinseco con i metodi *bottom-up* utilizzati negli inventari dei gas-serra.**

Diversi autori hanno rilevato che molte delle fonti di dati alla base degli inventari sono state pubblicate negli anni '90 e potrebbero essere obsolete (Brandt *et al.*, 2014; Heath *et al.*, 2015; US-EPA, 2013).

Uno studio di sintesi a livello di sito (Alvarez *et al.*, 2018) ha suggerito che **i metodi usati negli inventari non tengono conto delle emissioni rilasciate durante condizioni di funzionamento anomale**, i cosiddetti *super-emitters*, una conclusione condivisa da altri studi (ad esempio, Brandt *et al.*, 2014; Brandt *et al.*, 2016).

Recentemente, **i progressi nelle tecnologie di monitoraggio**, in particolare dai satelliti, sono stati una chiave per migliorare la nostra comprensione del livello e della natura delle emissioni di metano. Gli attuali satelliti e le tecniche di elaborazione dei dati possono essere utilizzati per rilevare e quantificare le emissioni totali da perdite

importanti su una vasta area, fino a piccole perdite a livello di struttura.

Rilevazione satellitare

Sono in fase di sviluppo nuovi satelliti che forniranno una risoluzione più elevata, una maggiore copertura e avranno soglie di rilevamento più sensibili. Questi includono strumenti come EnMAP, Carbon Mapper, SBG, CHIME ed EMIT e MethaneSAT che mirano a **fornire immagini ad alta risoluzione per aree selezionate ad alta priorità.**

Questi miglioreranno le capacità di quantificazione del metano, aumenteranno la consapevolezza del pubblico e sosterranno il controllo normativo.

Global Methane Tracker

Un esempio dell'integrazione di dati satellitari nella produzione di stime di emissione a livello nazionale è rappresentato dall'**aggiornamento relativo al 2022 del Global Methane Tracker dell'AIE**. Per la prima volta, infatti, le stime predisposte dall'Agenzia utilizzando i dati disponibili sulle attività relative ai combustibili fossili, alle intensità emissive specifiche per paese e produzione, nonché campagne di misurazione tengono anche conto di eventi emissivi di dimensioni rilevanti rilevati dai satelliti.

TABELLA 9: UTILIZZO DI DATI SATELLITARI NELL'AMBITO DELLE STIME AIE

Paese	Emissioni di CH ₄ dal settore energetico dichiarate all'UNFCCC (kt)	Stime AIE delle emissioni di CH ₄ dal settore energetico (kt)	Fughe rilevate da satelliti (kt)	% delle fughe sulla stima AIE
Algeria	964,2	2592	50	1,93
Arabia Saudita	478,0	2864	6	0,21
Argentina	415,9	1007	32	3,18
Iran	3392,2	5527	60	1,09
Iraq	70,2	2807	26	0,93
Kazakhstan	539,5	2531	104	4,11
Kuwait	122,7	816	7	0,86
Libia	1151,8	2414	4	0,17
Paraguay	37,6	20	3	15,00
Siria	89,6	232	3	1,29
Stati Uniti	10703,9	16987	276	1,62
Russia	6892,3	18392	1637	8,90
Turkmenistan	1394,1	4857	1116	22,98
Ucraina	1850,0	478	12	2,51
Uzbekistan	2568,3	1077	42	3,90

4.4 LE MISURAZIONI NEL SETTORE OIL AND GAS IN EUROPA

Partendo dalla consapevolezza che nessuna politica efficace di riduzione delle emissioni di metano può basarsi su dati inaffidabili, tra febbraio e settembre 2021 l'organizzazione Clean Air Task Force (CATF) ha condotto nell'Unione Europea una campagna di rilevazione delle fughe di metano dalle infrastrutture del settore O&G, utilizzando presso oltre 250 siti localizzati in 11 Stati membri **una speciale tecnologia di imaging ottico³** del gas che consente di rendere visibile l'inquinamento invisibile da metano (CATF, 2021).

Si è trattato, secondo la Clean Air Task Force, della prima indagine multi-paese sugli impianti del settore O&G in Europa, e le conclusioni dell'organizzazione sono che l'inquinamento da metano è un fenomeno diffuso in Europa, dal momento che **sono state rilevate fughe di metano nella grande maggioranza (180) dei siti che sono stati visitati.**

Anatomia delle fughe

Questo problema riguarda l'intera catena del valore del petrolio e del gas: dall'*upstream*, al trasporto e allo stoccaggio, fino al punto di distribuzione ai consumatori e riguarda tutto il territorio, incluse le aree vicine ai centri abitati. **Le emissioni osservate da CATF provenivano principalmente da serbatoi di stoccaggio, camini di soccorso di emergenza, torce spente e altre perdite varie dalle apparecchiature delle tubazioni.**

Sono stati anche osservati vari tipi di guasti con conseguente inquinamento da metano direttamente dalla testa pozzo in tre paesi produttori di petrolio e gas (Austria, Paesi Bassi e Romania).

Problemi e responsabilità

Sebbene molti degli operatori di petrolio e gas che gestiscono questi impianti facciano parte della Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) e/o abbiano preso impegni per affrontare l'inquinamento da metano, non sempre gli impegni corrispondono all'azione sul campo.

Attualmente, le aziende possono comunicare autonomamente le emissioni di metano, ma **non esistono chiari obblighi legali di ridurre le emissioni.** Le compagnie petrolifere e del gas dell'UE spesso deviano la responsabilità sollevando la questione delle emissioni di metano dai produttori e dagli esportatori mondiali di petrolio e gas.

Se è vero che il metano rilasciato dal petrolio e dal gas importato dall'Europa è un grave problema e deve essere affrontato imponendo standard severi all'importazione, **l'industria europea non affronterà i propri problemi in assenza di un quadro politico che la obblighi a farlo**, e d'altra parte l'UE non può imporre standard sui combustibili importati se non impone misure al proprio interno.

La situazione in Italia

Per quanto riguarda l'Italia, in una serie di viaggi effettuati in aprile e agosto 2021, **CATF ha visitato 46 siti e rilevato emissioni in 35 siti.** I siti variavano da pozzi di petrolio e gas, strutture di raccolta, stazioni di lavorazione, stazioni di compressione e strutture sotterranee di stoccaggio del gas.

Il terminale GNL di Panigaglia della SNAM è stato visitato cinque volte; in tutta Europa, **CATF ha dedicato particolare attenzione ai terminali di rigassificazione**, sia per la natura unica dell'infrastruttura, sia per la continua crescita della fornitura di GNL in Europa.

La prima volta, nell'aprile 2021, CATF ha osservato un flusso continuo di metano da due sistemi di *venting* di emergenza e questo è continuato nelle successive visite nelle due settimane successive.

Quattro mesi dopo, ad agosto, sono state nuovamente rilevate emissioni da quei due camini. Durante i due viaggi in Italia, sono stati visitati otto dei nove depositi di gas gestiti da SNAM-Stogit, riscontrando emissioni in tutti i siti visitati.

Una delle maggiori fonti di emissioni è stata rilevata nei **siti di stoccaggio di Minerbio**, dove è stato documentato un significativo evento di emissioni dal camino di emergenza. Nel corso di una nuova visita al sito in agosto, sono state rilevate dieci sorgenti di emissione. In ogni sito di stoccaggio, sono state rilevate emissioni dai camini di sfiato di emergenza.

³ Per visualizzare gas altrimenti invisibili, è stata utilizzata una telecamera a raggi infrarossi (del tipo FLIR GF320), calibrata per visualizzare il metano e altri composti organici volatili. Questo processo è stato raccomandato dall'US-EPA come la migliore tecnologia disponibile per il rilevamento e la riparazione delle perdite nei siti di petrolio e gas nel 2016.

Sono state anche osservate **molte piccole fonti di emissioni in tutte le strutture**. Presso l'impianto di stoccaggio del gas di Cortemaggiore, sono state rilevate almeno nove fonti di emissione di metano, comprese le emissioni continue dal camino centrale di sfato, diverse unità di misura malfunzionanti ed emissioni da un camino di sfato più piccolo.

Le reazioni delle aziende

Non tutte le aziende coinvolte hanno reagito alla pubblicazione, da parte della Clean Air Task Force, dei risultati delle rilevazioni effettuate nel corso del 2021.

In Italia, la **SNAM** ha affermato in diverse dichiarazioni e proposte politiche di aver lavorato con successo per molti anni per ridurre le emissioni di metano attraverso programmi volontari e rimane fortemente impegnata a ridurre al minimo le emissioni di metano.

La società ha affermato che **sta implementando un programma di rilevamento e riparazione delle perdite** (*Leak Detection and Repair, LDAR*) per i suoi sistemi di trasmissione, lo stoccaggio sotterraneo del gas e il terminale GNL di Panigaglia. **Ma le osservazioni in 23 installazioni di SNAM** – tra cui tre viaggi in un periodo di due settimane al terminal di Panigaglia – hanno mostrato **grandi volumi di metano fuoriuscito dai camini**.

In dichiarazioni ai media, SNAM ha affermato che queste emissioni sono dovute al temporaneo guasto meccanico di un compressore d'aria e che erano fiduciosi di risolverlo durante la seconda metà del 2021. In uno degli impianti, nel corso della seconda visita effettuata, CATF afferma di aver rilevato oltre 10 diverse fonti di emissione, rispetto a una sola fonte rilevata nel corso della prima visita.

Altre società energetiche hanno affermato in dichiarazioni ai media che **la maggior parte di queste perdite sono inevitabili e necessarie per evitare l'aumento della pressione sugli impianti di stoccaggio**.

La maggior parte delle aziende intervistate dai giornalisti che scrivono sui filmati a infrarossi di CATF hanno affermato di essere a conoscenza delle perdite e molti hanno aggiunto che queste emissioni erano collegate alle riparazioni in corso.

L'inadeguatezza del sistema di monitoraggio

In realtà, la situazione documentata dalla campagna della Clean Air Task Force mette in evidenza come **il sistema di monitoraggio, reporting e verifica attualmente esistente nell'UE**, sostanzialmente basato sull'auto-certificazione e sull'adesione a iniziative volontarie di contenimento delle emissioni, sia **assolutamente inadeguato rispetto alla diffusione del problema delle perdite di gas naturale**.

Sebbene molti dei principali operatori del settore O&G siano membri di iniziative come l'OGMP, **nessuna azienda ha attualmente l'obbligo legale di segnalare le emissioni di metano**. Pertanto, queste aziende possono stabilire obiettivi ambiziosi e auto-segnalazioni senza monitoraggio o verifica di queste emissioni. In secondo luogo, **le dichiarazioni pubbliche delle compagnie petrolifere e del gas non sempre corrispondono ai tipi di emissioni osservati**.

La campagna di misure effettuata dalla Clean Air Task Force non affronta il problema della quantificazione delle perdite di gas naturale, ma documenta invece che molti siti non seguono le migliori pratiche del settore. La scarsa manutenzione, l'elevato numero di impianti che perdono, così come la mancanza di interlocuzione con le società operative rafforza ulteriormente la conclusione che **l'autoregolamentazione settoriale per le emissioni di metano non basterà a risolvere i problemi evidenziati**.

Conclusioni

E' quindi evidente che **l'introduzione di un sistema vincolante a livello dell'UE per monitorare, comunicare e verificare le emissioni delle aziende di tutto il settore costituisce un passo necessario per affrontare la questione**.

Inoltre, la prevalenza del *venting* rispetto ad altre modalità di emissione evidenzia **la necessità di una legislazione che vieti il *venting* e il *flaring* intenzionali, tranne in caso di emergenza**.

L'UE potrebbe trarre ispirazione dal divieto norvegese di *venting* e *flaring*, che impone agli inquinatori di **pagare una tassa sul *flaring*, adottare un piano per catturare il gas in eccesso e associato, ottenere i permessi per la torcia e segnalare tutti i gas bruciati su base mensile e nei rapporti pubblici**.

4.5 PRIORITÀ DI INTERVENTO E INIZIATIVE IN CORSO A LIVELLO INTERNAZIONALE

Secondo il Global Methane Assessment (UNEP-CCAC, 2021), l'innovazione a livello tecnologico e il processo decisionale strategico per la riduzione delle emissioni di metano in modo efficiente sono limitati dal fatto che la conoscenza e il monitoraggio delle emissioni siano ancora incompleti per alcuni settori.

Sebbene le informazioni disponibili siano sufficienti per cominciare ad agire già ora, per affrontare la riduzione delle emissioni nella scala e nei tempi necessari per raggiungere l'obiettivo di 1,5°C sarà **necessaria una migliore comprensione dei livelli e delle fonti di emissione**. Questa richiede il miglioramento e la continuità della cooperazione internazionale per creare dati sulle emissioni e analisi di mitigazione trasparenti e verificabili in modo indipendente.

Tali sforzi di cooperazione consentirebbero ai governi e ad altre parti interessate di **sviluppare e valutare politiche e regolamenti di gestione delle emissioni di metano, verificare la rendicontazione sulla mitigazione e tenere traccia delle riduzioni delle emissioni**.

Le iniziative volontarie

Negli ultimi anni, un numero crescente di iniziative mira a misurare e riportare le emissioni attuali e storiche da impianti, tipi di produzione e paesi. Ad esempio, l'iniziativa **Oil and Gas Methane Partnership (OGMP)**, avviata nel 2014, è stata creata dalla Coalizione per il clima e l'aria pulita (CCAC) e dal programma delle Nazioni Unite per l'ambiente (UNEP) come un'iniziativa volontaria per aiutare le imprese a misurare e comunicare le emissioni di metano.

L'OGMP è incentrata sulla definizione delle buone pratiche per migliorare la disponibilità delle informazioni mondiali sulla quantificazione e sulla gestione delle emissioni di metano e per indirizzare le azioni di mitigazione destinate a ridurle.

Ad oggi, **oltre 60 imprese hanno aderito all'OGMP**, il che equivale al 30% della produzione mondiale di petrolio e gas e degli impianti corrispondenti nei cinque continenti. Il lavoro dell'OGMP sullo sviluppo di norme tecniche e metodologie coinvolge i governi, la società civile e le imprese.

Il quadro OGMP 2.0 è l'ultima versione di una norma tecnica dinamica sulle emissioni di metano e può fornire una base adeguata per le norme tecniche sulle emissioni di metano, basate su norme scientifiche solide.

Tuttavia, **queste valutazioni rimangono incomplete**: la maggior parte dei paesi e delle regioni ha ancora pochi o nessun dato basato sulle misurazioni e i dati che forniscono spesso richiedono un'elaborazione attenta. Queste lacune evidenziano **la necessità di una valutazione dei dati solida e trasparente e di un'armonizzazione delle stime**.

L'osservatorio internazionale

Questi compiti dovrebbero essere affidati all'**Osservatorio internazionale delle emissioni di metano (IMEO)**, istituito dal Programma delle Nazioni Unite per l'ambiente con il supporto dell'Unione europea, al fine di commissionare studi di misurazione e integrare i dati misurati da una serie di fonti.

Queste fonti comprenderanno **la rendicontazione aziendale attraverso il quadro della Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0, misurazioni dirette da studi sottoposti a peer review, osservazioni satellitari e inventari nazionali**. Questi dati verificati empiricamente saranno forniti in un set di dati pubblico per informare le aziende, i governi, gli investitori e la società civile mentre lavorano insieme per monitorare i livelli di emissioni di metano e gli sforzi di abbattimento.

IMEO **promuoverà la disponibilità di dati convalidati, affidabili e basati su misurazioni** sulle emissioni di metano e contribuirà a ridurre l'incertezza nei livelli, nella posizione e nella variabilità temporale delle emissioni globali di metano.

Questo prodotto di dati integrato richiederà tempo per caratterizzare in modo completo le emissioni e, pertanto, **le stime incluse nel Global Methane Tracker dell'IEA svolgeranno un importante ruolo complementare**, riflettendo l'evoluzione della comprensione da parte dell'AIE del livello e della distribuzione di tutte le emissioni di metano legate all'energia.

L'importanza degli sforzi avviati dalle Agenzie delle Nazioni Unite, da numerosi governi e da organizzazioni del settore privato è testimoniata, a livello internazionale, dal **Global Methane Pledge**, sottoscritto a novembre da più di 100 governi (Italia compresa) alla COP26 UNFCCC di Glasgow per **ridurre entro il 2030 le emissioni di metano del 30% rispetto ai livelli del 2020**.

Il documento prevede che i Paesi firmatari si impegnino a utilizzare gli approcci metodologici più avanzati e dettagliati indicati dall'IPCC per **quantificare le emissioni di metano dagli ultra-emettitori**, continuando nello stesso tempo a migliorare l'accuratezza, la trasparenza, la consistenza, la comparabilità e la completezza degli inventari nazionali.

4.6 LA PROPOSTA DI REGOLAMENTO EUROPEO SULLE EMISSIONI DI METANO NEL SETTORE ENERGETICO

Il 15 dicembre 2021, nell'ambito del pacchetto di misure per la decarbonizzazione del mercato dell'idrogeno e del gas, la Commissione Europea ha pubblicato una proposta di regolamento sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico.

La proposta si inserisce nel quadro della seconda tranche del pacchetto Fit for 55, pietra angolare della transizione energetica del continente.

Essa **introduce nuovi obblighi per quanto riguarda il monitoraggio, il reporting e la verifica delle emissioni**, nonché per le misure di abbattimento, tra cui il rilevamento e la riparazione delle perdite (LDAR) e restrizioni al *venting* e al *flaring*.

La proposta di regolamento **non si occupa delle emissioni dai settori dell'agricoltura e dei rifiuti**, che hanno un peso ben più rilevante rispetto al raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni di gas-serra.

I settori interessati

I settori e le attività interessati dalla proposta sono i seguenti:

- esplorazione e produzione *upstream* di petrolio e gas fossili (ma solo in UE);
- raccolta e lavorazione di gas fossili, compresi i pozzi inattivi di petrolio e gas fossili;
- trasmissione, distribuzione, stoccaggio sotterraneo e terminali di gas liquido (GNL) che operano con metano fossile e/o rinnovabile (bio o sintetico);
- miniere di carbone sotterranee e di superficie in funzione, e miniere di carbone sotterranee chiuse e abbandonate.

Le regole

Secondo le nuove regole, **le aziende petrolifere, del gas e del carbone dovranno monitorare le loro emissioni di metano a livello di fonte per tutti i loro impianti produttivi**. Il primo report, contenente le emissioni a livello disaggregato per ogni sorgente, stimate con l'uso di fattori di emissione, dovrà essere presentato entro un anno dall'entrata in vigore del regolamento.

Entro due anni dall'entrata in vigore del regolamento, le aziende dovranno presentare un report basato sull'uso di misure e rilevazioni dirette, che andrà quindi aggiornato entro il 30 marzo di ogni anno.

Al fine di aumentare la credibilità dei dati comunicati, la proposta di regolamento prevede un **sistema di verifica dei report trasmessi dalle aziende da parte di verificatori indipendenti**, accreditati da organismi di accreditamento, secondo quanto previsto dal regolamento (CE) n. 765/2008.

Per quanto riguarda le perdite, la proposta obbliga le aziende a **effettuare controlli ogni 3 mesi sull'intera rete infrastrutturale e inserisce l'obbligo di riparare eventuali perdite entro 5 giorni**. I controlli dovranno essere effettuati almeno due volte all'anno. Sarà inoltre vietato utilizzare il *flaring* e il *venting*, a meno che non sia richiesto per operazioni di manutenzione.

Le importazioni di combustibili fossili

Per quanto riguarda le importazioni di combustibili fossili, al fine di aumentare la trasparenza dei dati relativi, il regolamento prevede che **gli importatori provvedano entro nove mesi dall'entrata in vigore del regolamento, e successivamente entro il 31 dicembre di ogni anno, a rendicontare come i loro fornitori esteri monitorano e riducono le emissioni di metano**.

La Commissione europea istituirà una **"banca dati sulla trasparenza del metano"**, che includerà informazioni come, ad esempio, il paese in cui è stato prodotto il gas naturale, se ci sono misure normative obbligatorie sul metano in quel paese e se ha sottoscritto l'accordo di Parigi. In questo modo, l'UE spera di fornire "incentivi a quei paesi per ridurre volontariamente le loro emissioni di metano" o attuare misure vincolanti.

Pro e contro della proposta

La proposta **non introduce certo obiettivi vincolanti per la riduzione delle emissioni di metano dai diversi settori economici entro il 2030**, come aveva richiesto il 28 settembre la Commissione Ambiente del Parlamento Europeo.

Essa costituisce però un **primo passo concreto verso l'attuazione dell'impegno di riduzione del 30%** previsto dal Global Methane Pledge, attraverso l'introduzione – limitatamente al settore energetico, per il momento - di un sistema di monitoraggio, *reporting* e verifica che superi il quadro attuale basato su sistemi di auto-certificazione e renda possibile l'attuazione e il controllo di interventi di mitigazione.

QUINTO CAPITOLO

**LA VALUTAZIONE
DELLE EMISSIONI
FUGGITIVE
DI METANO
IN ITALIA**



5 LA VALUTAZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE DI METANO IN ITALIA

Le preoccupazioni per l'approvvigionamento di gas naturale del nostro Paese durante l'invasione russa dell'Ucraina hanno provocato una improvvisa attenzione verso il tema delle emissioni fuggitive di metano dai sistemi di gas naturale.

Il metano rilasciato in atmosfera prima di arrivare a destinazione nel nostro Paese, infatti, potrebbe ammontare, secondo le nostre valutazioni, a **3,2-3,9 miliardi di metri cubi**, una quantità abbastanza prossima a quella della nostra produzione nazionale (che era pari a 4,1 miliardi di metri cubi nel 2020).

I metodi di misurazione

Le emissioni fuggitive di metano dai sistemi di gas naturale **vengono stimate dall'ISPRA utilizzando metodologie diverse per le diverse attività** (esplorazione, produzione/trattamento, trasmissione, distribuzione, *venting/flaring*).

I dati di attività, consistenti nel numero di pozzi e nella quantità di gas naturale prodotto, trasportato e distribuito, **sono ricavati dalle statistiche ufficiali del settore energetico**, gestite dal Ministero dello Sviluppo Economico e dai dati pubblicati da diversi operatori (SNAM, Edison, Italgas, ENEL).

Le emissioni provenienti dalle diverse attività vengono stimate utilizzando fattori di emissione forniti dall'IPCC (esplorazione, produzione/trattamento, *venting/flaring*), da operatori nazionali come l'ENI (produzione/trattamento, *venting/flaring*), da altri studi internazionali come quelli realizzati dall'Istituto Battelle per il governo tedesco (distribuzione).

Le perdite dalla trasmissione del gas naturale vengono comunicate dagli operatori del settore (SNAM/Italgas/ENEL) nei propri rapporti ambientali pubblicati con cadenza annuale.

Le emissioni dalla distribuzione del gas naturale sono stimate attraverso un modello messo a punto dall'ISPRA a partire dalle informazioni disponibili su lunghezza e materiale della rete (pubblicate annualmente dall'ARERA), dai fattori di emissione utilizzati dall'Istituto Battelle per il governo tedesco, confrontati con gli operatori e sulle perdite riportate nei rapporti ambientali da pochi operatori della distribuzione (SNAM/Edison/Italgas/ENEL).

TABELLA 10: QUADRO RIASSUNTIVO DELLE METODOLOGIE E DEI DATI UTILIZZATI PER LA STIMA DELLE EMISSIONI FUGGITIVE DAI SISTEMI DI GAS NATURALE

Attività	Metodologia	Dato di attività	Fonte del dato di attività	Fonte del fattore di emissione
Esplorazione	Tier 1	Numero di pozzi	Ministero dello Sviluppo Economico	IPCC Good Practice Guidance 2000
Produzione/trattamento	Tier 1	Gas prodotto	Ministero dello Sviluppo Economico	IPCC 2006, ENI
Trasmissione	Tier 2	Gas trasportato	SNAM/Edison	Rapporti ambientali SNAM/Edison/Italgas/ENEL
Distribuzione	Tier 2	Gas distribuito	SNAM/Italgas/ENEL	ARERA, Battelle, Rapporti ambientali SNAM/Edison/Italgas/ENEL
<i>Venting / Flaring</i>	Tier 1	Gas prodotto	Ministero dello Sviluppo Economico	IPCC 2006, ENI

La qualità delle informazioni comunicate dagli operatori è fondamentale per l'affidabilità delle stime; in particolare, molto è possibile fare **sul segmento della distribuzione che è quello di gran lunga più rilevante in termini di emissioni fuggitive.**

L'inventario italiano dei gas-serra viene **sottoposto periodicamente ad una revisione (review) da parte di esperti provenienti da altri Paesi**, coordinati dal Segretariato UNFCCC, secondo quanto previsto dalle disposizioni attuative della UNFCCC e del Protocollo di Kyoto. L'obiettivo di queste revisioni periodiche è quello di verificare che gli inventari siano coerenti con le linee-guida fornite dall'IPCC e dall'UNFCCC.

Le ultime revisioni esterne

Le ultime review dell'inventario italiano sono state condotte nel 2018, nel 2019 e nel 2021 (UNFCCC, 2018-2019-2022). Il rapporto di *review* dell'inventario trasmesso nel 2018 prende atto di alcune correzioni apportate dall'Italia all'inventario trasmesso nel 2016, relative al *venting* e al *flaring* dai combustibili liquidi e gassosi.

Il rapporto relativo all'inventario trasmesso nel 2021 evidenzia **alcune discrepanze rispetto alle linee-guida IPCC per quanto riguarda la stima delle emissioni fuggitive dai pozzi di esplorazione del greggio e del gas naturale**, ma ritiene condivisibili le spiegazioni addotte dall'Italia, che adducono come spiegazione il formato particolare in base al quale vengono rese disponibili le

informazioni che descrivono le attività produttive all'origine di queste emissioni.

Gli esperti UNFCCC accettano inoltre la spiegazione fornita dall'Italia per quanto riguarda la sensibile differenza tra i quantitativi di gas naturale trasportato e quello distribuito all'utenza finale.

Per le stime relative al settore energetico, **nessun rapporto di review evidenzia problematiche identificate in tre o più review successive e ancora non risolte dall'Italia.**

La verifica delle stime italiane

Le stime pubblicate dall'AIE sulle emissioni di metano a livello nazionale possono essere utilizzate per una verifica delle stime italiane delle emissioni fuggitive dai sistemi di gas naturale.

Il confronto non è immediato, dal momento che l'AIE usa una nomenclatura delle attività emissive differente da quella IPCC adottata dall'ISPRA. Se però si estraggono dal database AIE **le sole informazioni relative alle attività upstream**, si vede che **il totale ottenuto dall'Agenzia è praticamente coincidente con quello dell'inventario nazionale** (come evidenzia la tabella seguente).

Si noti però che l'inventario ISPRA si riferisce al 2019, mentre le stime delle emissioni fuggitive dell'AIE si riferiscono al 2021.

TABELLA 11: CONFRONTO FRA LE STIME AIE E ISPRA DELLE EMISSIONI FUGGITIVE DAI SISTEMI DI GAS NATURALE

Stime di emissione AIE				
Attività	Tipo	Entità (kt)	Attività	Entità (kt)
Gasdotti e impianti GNL	Fuggitive	91,97	Distribuzione gas	122,98
Gasdotti e impianti GNL	<i>Vented</i>	49,36	Produzione gas	4,52
Gas <i>offshore</i>	Fuggitive	2,00	Trattamento gas	2,02
Gas <i>offshore</i>	<i>Vented</i>	4,40	Trasmissione gas	24,93
Gas <i>onshore</i>	Fuggitive	1,93	<i>Flaring</i> gas	0,18
Gas <i>onshore</i>	<i>Vented</i>	4,23		
Totale		153,89	Totale	154,63
Bioenergia		84,98		

L'unica differenza sostanziale tra le due stime è rappresentata dal fatto che **la stima AIE fornisce anche il valore delle emissioni fuggitive dai sistemi a biogas/biometano**, che ormai hanno un ruolo rilevante anche nel nostro Paese e dovrebbero quindi trovare spazio nell'inventario.

Aggiornare il reporting

Attualmente, secondo le Linee-guida per gli inventari nazionali predisposte dall'IPCC nel 1996, **tutte le emissioni di CO₂ dalla combustione o dall'incenerimento della biomassa sono incluse nell'inventario ma non nei totali nazionali**, al fine di compensare gli assorbimenti di breve periodo da parte della vegetazione, che non sono contabilizzate secondo le indicazioni dall'IPCC (IPCC, 1996).

Questo approccio però dovrebbe essere superato, a fronte della **crescita del ruolo della biomassa nelle strategie nazionali di mitigazione** (in Italia, ad esempio, nel 2020 le biomasse e i biocombustibili hanno coperto il 7,5% del consumo interno lordo di energia) **e del commercio internazionale di biomasse energetiche**, che introduce un forte elemento di distorsione dei dati nazionali (Pulles *et al.*, 2022).

Per queste ragioni, è opportuno che il *reporting* delle emissioni dall'uso energetico delle biomasse sia ispirato a criteri di massima trasparenza.

Si segnala inoltre che, nella compilazione delle stime per l'Italia, **l'AIE non applica nessuna correzione dovuta alla presenza di super-emettitori** (come avviene invece per altri Paesi), dal momento che le rilevazioni da satellite utilizzate nella preparazione delle stime non evidenziano alcun evento emissivo di dimensioni rilevanti sul territorio italiano.

La rappresentatività delle stime

Come si è visto sopra, **l'inventario italiano utilizza dati comunicati direttamente dalle aziende del settore del gas naturale per la stima delle emissioni** provenienti dalle attività di produzione/trattamento, trasmissione, distribuzione, *venting* e *flaring*.

Data la complessità dei sistemi di gas naturale e la molteplicità delle attività e dei dispositivi che sono all'origine delle emissioni, **il coinvolgimento degli operatori non va considerato negativamente**; al contrario, esso è segnalato dal capitolo *Fugitive Emissions* delle Linee-guida 2006 dell'IPCC come una buona pratica nella realizzazione dell'inventario (IPCC, 2006).

Nella situazione italiana, però, **la maggior parte delle aziende interessate non fornisce nessuna comunicazione per quanto riguarda le proprie emissioni**, né direttamente ad ISPRA né attraverso i propri rapporti ambientali. ISPRA deve quindi estendere l'informazione fornita da un numero limitato di aziende (SNAM e Italgas) a tutto il settore, con ovvi problemi per quanto riguarda la rappresentatività delle stime.

Le modalità di verifica

E' inoltre evidente che questo approccio richiede uno **sforzo addizionale nella verifica delle stime di emissione comunicate dalle realtà industriali**, al fine di evitare che esse contengano errori significativi dovuti a fonti mancate o non contabilizzate. Secondo le Linee-guida 2006 dell'IPCC, le modalità di verifica che possono essere utilizzate sono le seguenti:

1. **revisione delle misure** che sono alla base dei dati di emissione o dei fattori di emissione comunicati, per garantire che le misurazioni siano state effettuate secondo metodi standard riconosciuti;
2. **controllo dei fattori di emissione** basati sulla misurazione con i fattori di default dell'IPCC e con quelli sviluppati da altri Paesi con caratteristiche industriali simili;
3. **verifica dei dati di attività** con altri provenienti da fonti diverse da quelle utilizzate;
4. **utilizzo di sistemi di revisione esterna** al fine di evitare la presenza di errori significativi dovuti a fonti mancate o non contabilizzate, o a causa della personalizzazione dei fattori di emissione medi presi da una fonte di dati che rappresenta stime di un altro paese o regione con caratteristiche operative diverse da quelli nel paese in cui viene applicato il fattore di emissione.

Per quanto riguarda le modalità di verifica di cui al **punto 2**, la descrizione delle procedure di stima contenuta nel National Inventory Report 2021 dell'ISPRA mette in evidenza l'utilizzo, da parte dell'ISPRA, di *cross-check* sistematici per la verifica delle emissioni comunicate dalle aziende del settore per le fasi di trasmissione e distribuzione con fattori di emissione di fonte diversa (ISPRA, 2021).

Si segnala inoltre che, per quanto riguarda la verifica dei dati di attività utilizzati con altri dati indipendenti (**punto 3**), l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) dispone di **informazioni molto importanti relative al gas non contabilizzato**, termine con il quale si indica convenzionalmente il quantitativo di gas che residua dal confronto del gas immesso nelle reti di trasporto e distribuzione con il gas consegnato agli utenti finali (anche indicato, nella letteratura tecnica, come Delta In-Out).

Le cause del Delta In-Out

Le cause che possono determinare il delta¹⁰ nelle reti di distribuzione sono ascrivibili a numerosi fattori, riconducibili a tre principali ambiti (Dell'Isola *et al.*, 2021):

- i. **perdite ed emissioni**;
- ii. **errori di misura** (sia nei complessi sistemi di regolazione e misura in ingresso, che nei più semplici contatori di utenza) ed errori di accounting dei prelievi (per gli utenti non teleletti);
- iii. **prelievi fraudolenti e ammanchi** (e.g. derivanti da prelievi non censiti).

Ne deriva che, anche se non rappresenta un indicatore diretto delle perdite e delle emissioni dalla rete di distribuzione, **il delta¹⁰ rappresenta un parametro da considerare con attenzione**.

Se fosse nota – anche in maniera approssimativa – l'entità degli errori di misura e di *accounting*, e dei furti di gas dalle reti, sarebbe possibile correlare i due dati.

A questo proposito, **il valore medio annuo del delta¹⁰ per gli anni 2013-2017**, stimato tenendo conto per le diverse sezioni della rete di distribuzione della lunghezza della rete e del volume di gas distribuito, ammonta a $26,6 \times 10^7$ standard metri cubi, pari allo 0,875% del gas alimentato alle reti (Ficco *et al.*, 2022). Questo valore (corrispondente a 183,00 migliaia di tonnellate) è del 22,2% superiore al valore medio delle perdite di metano dalle reti di distribuzione per gli anni 2013-2017, pari a 149,79 migliaia di tonnellate.

Il valore del delta¹⁰ risulta quindi molto vicino a quello delle perdite di distribuzione del gas naturale, e questo conferma quindi l'accuratezza della stima delle perdite dalle reti di distribuzione contenuta nell'inventario nazionale. Sarebbe pertanto auspicabile che l'ARERA rendesse ufficialmente disponibili i dati citati e partecipasse direttamente alla verifica dei dati dell'inventario.

La revisione delle misure

Per quanto riguarda invece la modalità di verifica citata al **punto 1**, che consiste nella revisione delle misure che sono alla base delle stime di emissione, non esiste ancora una strategia coerente a livello nazionale. Questo tipo di attività sarebbe tanto più necessaria in questo periodo, al fine di garantire la credibilità delle stime a fronte della segnalazione di numerosi casi di eventi emissivi di dimensioni rilevanti non inclusi negli inventari ufficiali comunicati alla UNFCCC, anche tenendo conto degli impegni assunti dal nostro Paese con la sottoscrizione del Global Methane Pledge.

Diversi operatori del settore sono impegnati nella **sperimentazione di tecnologie e dispositivi innovativi per il monitoraggio delle emissioni fuggitive, come ad esempio gli spettrofotometri, i satelliti e i droni**, con risultati ancora incerti. Dopo l'approvazione della proposta di regolamento europeo sul *reporting* delle emissioni di metano di origine energetica, questi sistemi dovranno essere utilizzati in maniera sistematica per il *reporting* annuale delle emissioni di metano.

Sarebbe quindi auspicabile che, in attesa dell'approvazione ufficiale del regolamento, **il Ministero della Transizione Ecologica provvedesse a colmare il vuoto normativo**, anticipando gli obblighi per le aziende introdotti dal regolamento per quanto riguarda il reporting delle emissioni e incaricando un organismo tecnico (come l'ISPRA) di fornire a tutti i soggetti interessati **adeguati indirizzi tecnici per la messa a punto dei sistemi di monitoraggio e di avviare il programma di ispezioni** previsto dall'articolo 6 del regolamento.

SESTO CAPITOLO

SETTORI E MISURE PRIORITARI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO IN ITALIA



Green vegetables flat lay for a healthy diet © Rawpixel.com - stock.adobe.com

6 SETTORI E MISURE PRIORITARI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO IN ITALIA

Con il Global Methane Pledge, **111 Paesi (compresa l'Unione Europea) si sono impegnati ad uno sforzo collettivo per ridurre entro il 2030 le emissioni globali di metano di origine antropogenica almeno del 30% rispetto ai livelli del 2020**, come elemento fondamentale da affiancare all'azione globale per ridurre le emissioni di anidride carbonica, se si vuole mantenere viva la prospettiva di limitare il riscaldamento globale a non più di 1,5°C.

Nel caso dell'Unione Europea, questo impegno si affianca a quello relativo ad una **riduzione delle emissioni complessive del 55% al 2030 rispetto al 1990, annunciato dalla Commissione Europea nel settembre 2020**, e quindi inserito attraverso un emendamento nella Legge Europa sul Clima.

La Strategia per ridurre le emissioni di metano

Nell'ottobre 2020, la Commissione ha presentato una Strategia per ridurre le emissioni di metano per allineare le azioni relative alle emissioni di metano all'obiettivo globale dell'Unione (Commissione Europea, 2020).

La Strategia indica come **obiettivo intermedio al 2030 in vista della neutralità climatica al 2050, la necessità di ridurre le emissioni di metano di una percentuale compresa tra il 35% e il 37% rispetto al 2005**, al fine di rispettare l'impegno ad una riduzione delle emissioni complessive del 55% al 2030 rispetto al 1990.

La Strategia **non definisce obblighi specifici per gli Stati membri**, anche per non sovrapporsi a quelli già esistenti (ad esempio quelli previsti dal regolamento 2018/842 sull'Effort Sharing), ma invece **individua alcuni indirizzi per il monitoraggio ambientale**, la revisione della normativa, la promozione delle buone pratiche e la ricerca, per i settori dell'energia, dell'agricoltura, della gestione dei rifiuti e delle acque reflue e per le azioni trasversali.

La Strategia non impegna gli Stati membri a predisporre Strategie nazionali per la riduzione delle emissioni di metano; in assenza di questo impegno, l'attenzione dedicata alle azioni relative nei documenti programmatici nazionali (i Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima) è abbastanza limitata, come avviene ad esempio nel nostro Paese.

In particolare, **non risulta che siano stati predisposti scenari nazionali che permettano di valutare le tendenze attuali** delle emissioni di metano e l'effetto degli interventi già decisi e di quelli che sono stati presi in considerazione.

Le valutazioni future

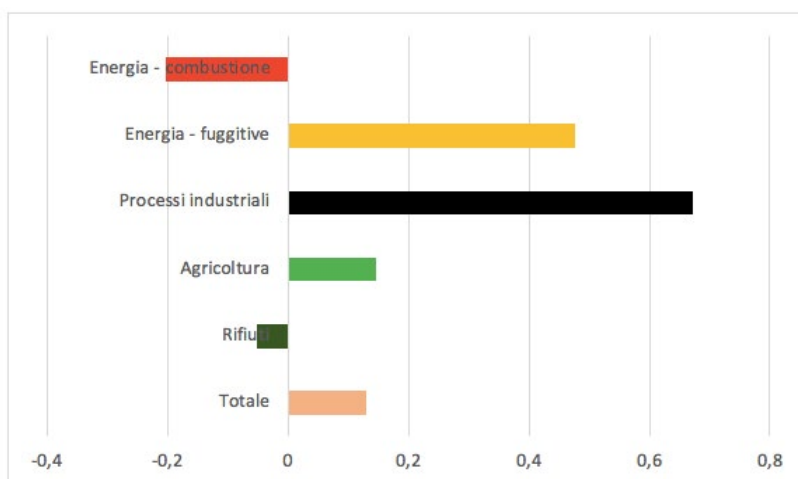
Nel seguito si cercherà di **valutare dal punto di vista quantitativo l'impatto sulle emissioni di metano delle azioni già programmate nei diversi settori** (processi di combustione, emissioni fuggitive, processi industriali, agricoltura e rifiuti) sia a livello normativo, sia per effetto di impegni volontari delle aziende.

In particolare, si partirà dall'**analisi e dalla quantificazione di quanto già previsto nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima** (AA. VV., 2019) e nella Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra (AA.VV., 2021a).

6.1 SCENARI DI EMISSIONE PER IL METANO ALL'ORIZZONTE 2050

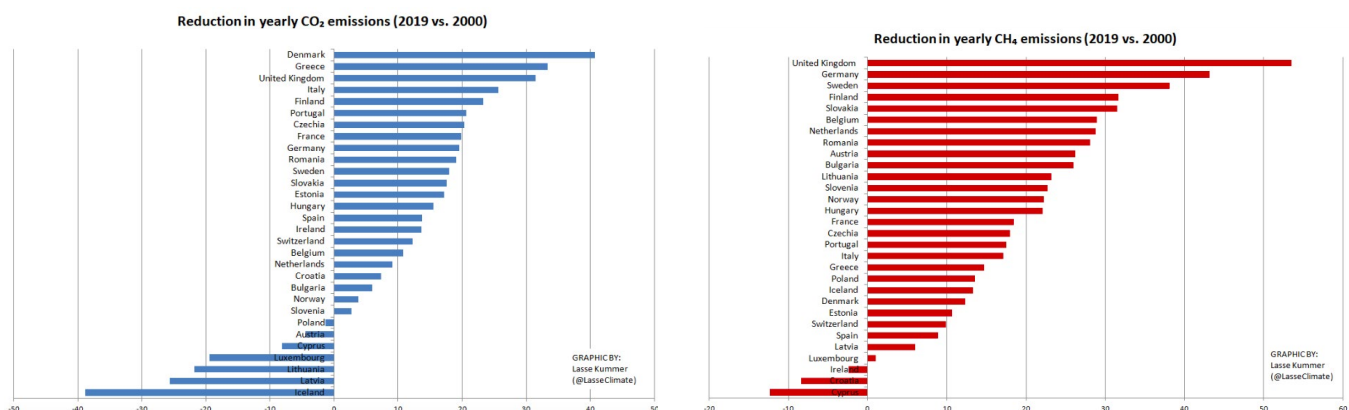
Tra il 1990 e il 2019, le emissioni di metano in Italia sono calate del 12,9%, con una riduzione significativa per i processi industriali e l'energia, più bassa per l'agricoltura e addirittura un aumento per i rifiuti.

FIGURA 11: RIDUZIONE PERCENTUALE DELLE EMISSIONI DI METANO IN ITALIA PER SETTORE, 1990-2019



Analizzando in particolare i dati relativi al periodo 2000-2019, risulta evidente che, **nel nostro Paese, la riduzione delle emissioni di metano è stata decisamente inferiore** a quella di altri Stati membri.

FIGURA 12: RIDUZIONI PERCENTUALI DELLE EMISSIONI DI CO₂ E DI CH₄ NEGLI STATI MEMBRI DELL'UE, 2000-2019



Tra il 2000 e il 2019, l'Italia è risultata addirittura quarta a livello UE per la riduzione delle emissioni di CO₂, ma solo 18^a per la riduzione di quelle di CH₄. Questo significa che la trasformazione energetica in corso non è sufficiente a ridurre in modo significativo le emissioni di CH₄, e sono **necessarie misure mirate nei settori dei rifiuti e dell'agricoltura, e nel settore energetico per le emissioni fuggitive**.

Purtroppo il PNIEC (versione gennaio 2020) non dedica molto spazio alla valutazione dell'evoluzione delle emissioni di CH₄, con l'eccezione della tabella 40 a pagina 216, che mostra una riduzione delle emissioni al 2040 del 25% rispetto al 2005.

**TABELLA 12: EMISSIONI DI GAS-SERRA DAL 2005 AL 2040,
DISAGGREGATE PER GAS (MT DI CO₂EQ)**

Emissioni di GHG	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Anidride carbonica	495	425	355	343	328	317	310	304
Metano	48	47	43	41	39	38	36	36
Protossido di azoto	28	19	18	19	18	18	18	18
HFCs	7,1	11,4	14,5	14,1	11,6	9,2	7,4	7,4
PFCs	1,9	1,5	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
SF ₆	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
NF ₃	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	581	504	433	419	399	384	374	367

Fonte: ISPRA

Il trend di riduzione delle emissioni definito dalla tabella del PNIEC, pari al 20,8% tra il 2005 e il 2030, è largamente al di sotto di quello richiesto per l'intera UE dalla Strategia UE per ridurre le emissioni di metano, presentata dalla Commissione Europea nell'ottobre 2020 (COMM, 2020). Le uniche misure citate all'interno del PNIEC sono il sostegno alla produzione di biogas di origine agricola dalla gestione dei reflui zootecnici e alla produzione di biometano.

E' urgente anche in Italia la preparazione di una **Strategia per il metano, allineata a quella europea e integrata con il PNIEC**, che consideri anche le emissioni fuggitive dal ciclo di vita del metano e **affronti seriamente la riduzione delle emissioni dagli allevamenti e dalla gestione dei rifiuti**.

Le emissioni da combustione

I processi di combustione, che sono **responsabili del 6,84% delle emissioni di metano a livello nazionale**, sono all'origine delle emissioni dal settore energetico, dai consumi energetici del settore industriale, dai settori civile e residenziale e dai trasporti.

La stima delle emissioni da questi processi è stata effettuata sulla base dei consumi energetici fino al 2030 allo Scenario PNIEC del PNIEC (AA.VV., 2019) e, per il 2050, di quelli dello Scenario di decarbonizzazione della Strategia di lungo termine (AA.VV., 2021a). Per quest'ultimo, sono state considerate due varianti, in una delle quali è

mantenuto un limitato consumo di combustibili solidi nell'industria siderurgica e petrolchimica (Gaeta *et al.*, 2021).

Le emissioni di metano dai processi di combustione sono destinate a scendere come effetto della decarbonizzazione dell'economia, ottenuta grazie alla crescita delle fonti rinnovabili nella produzione elettrica, al progressivo abbandono dei prodotti petroliferi nei trasporti, all'aumento di efficienza e all'elettrificazione in ambito sia industriale che civile (con la progressiva riqualificazione degli edifici e la diffusione delle pompe di calore).

Al momento, però, **l'Italia non dispone di documenti programmatici in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione individuati dall'Unione Europea**, e ha solo avviato la definizione delle politiche relative alla produzione e al consumo di energia nei diversi settori.

Per l'insieme dei processi di combustione, le emissioni di metano, confrontate con i livelli al 2019, si riducono del 24,0% al 2030, e tra il 90,8% e il 97,1% al 2050. Rispetto ai livelli del 1990, il calo è dell'8,6% al 2030, e tra l'88,9% e il 96,5% al 2050.

Gli obiettivi di riduzione delle emissioni fuggitive

Per quanto riguarda le emissioni fuggitive, oltre all'andamento già descritto dei consumi di combustibili fossili, si è tenuto conto per i prodotti petroliferi e per il gas naturale anche dei seguenti obiettivi di riduzione delle emissioni:

1. **flaring di routine vietato entro il 2025**, come previsto dall'art. 15 della proposta di regolamento COM(2021) 805 final sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia;
2. per le **emissioni di metano dal trasporto del gas naturale, riduzione** rispetto ai livelli del 2015 del 55% al 2025 rispetto al 2015, del 58% al 2030;
3. **per le emissioni di metano dalla distribuzione del gas naturale, riduzione** rispetto ai livelli del 2015 del 47% al 2030 (la riduzione è implicita, se si tiene conto della riduzione nelle quantità distribuite prevista nello scenario energetico considerato).

Per il totale delle emissioni fuggitive, le emissioni di metano, confrontate con i livelli al 2019, si riducono del 52,5% al 2030, e tra il 72,0% e il 79,3% al 2050. Rispetto ai livelli del 1990, il calo è del 70,4% al 2030, e tra l'82,5% e l'87,1% al 2050.

Per quanto riguarda i **processi industriali**, che rivestono ormai un **ruolo trascurabile nell'inventario nazionale delle emissioni di metano** (0,097% del totale), non si è considerata alcuna ulteriore riduzione per quanto riguarda le emissioni dalla produzione del nerofumo, dell'etilene, del propilene e dello stirene, mentre **le emissioni dall'industria siderurgica sono state ridotte** in linea con il calo delle produzioni ipotizzato nella Strategia di lungo termine (AA.VV., 2021a).

I processi industriali del settore siderurgico

Il presente scenario emissivo, come già detto, è stato costruito facendo riferimento per i consumi energetici fino al 2030 allo Scenario PNIEC del PNIEC (AA.VV., 2019) e, per il 2050, allo Scenario di decarbonizzazione della Strategia di lungo termine (AA.VV., 2021a).

In entrambi i documenti si ipotizza una **sostanziale continuità degli assetti produttivi e del quadro tecnologico del settore siderurgico**. Esistono però, anche per le acciaierie a ciclo integrale, **scelte tecnologiche più coerenti con un quadro di completa decarbonizzazione** e con un sistema di generazione di energia elettrica basato essenzialmente sull'energia rinnovabile, che prevedono la **sostituzione del coke nella riduzione del minerale ferroso con agenti riducenti a contenuto di carbonio minore** (come il metano) o nullo (come l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili).

Ad oggi, i minerali ferrosi vengono fusi e convertiti in ferro nell'altoforno (che utilizza il coke come combustibile e agente riducente). Il ferro è poi convertito in acciaio nel convertitore ad ossigeno (un forno che utilizza il gas di cokeria come combustibile).

L'altoforno potrebbe essere eliminato e sostituito da un processo di riduzione diretta dei minerali ferrosi (DRI-direct reduced iron) in cui è possibile utilizzare metano (DRI-CH₄) o idrogeno (DRI-H₂) come agenti riducenti. In tal caso, la successiva trasformazione del ferro in acciaio potrebbe avvenire in forni ad arco elettrico. **Il processo DRI-H₂ con successivo forno elettrico costituisce**

una opzione per la completa decarbonizzazione della produzione dell'acciaio integrato. Per i processi industriali, le emissioni di metano, confrontate con i livelli al 2019, si riducono del 6,5% al 2030, e dell'8,8% al 2050. Rispetto ai livelli del 1990, il calo è del 69,9% al 2030, e del 70,7% al 2050.

Le emissioni nel settore agricolo

L'andamento delle emissioni dal settore agricoltura riflette l'andamento di fattori quali **il numero e il tipo di animali da allevamento, la variazione delle superfici coltivate e della tipologia di colture** nonché l'uso dei **fertilizzanti contenenti azoto**. Queste variabili sono sensibili a cambiamenti delle pratiche agricole così come delineate dalla Politica Agricola Comune e nei Piani di Sviluppo Rurale.

Negli ultimi dieci anni questo comparto, sul piano emissivo, è comunque restato relativamente stabile, solo marginalmente influenzato dalla produzione di biogas e dalla riduzione/cambiamento nell'uso dei fertilizzanti.

Misure che influenzano le emissioni

Tra le misure che possono influenzare l'andamento delle emissioni di metano, si possono citare l'adozione di **strategie di alimentazione del bestiame che permettono una riduzione delle emissioni legate alla fermentazione enterica**, l'adozione di **sistemi di stabulazione e di tecniche di stoccaggio e di spandimento del letame** che comportano una riduzione delle emissioni dalla gestione delle deiezioni e permettono la produzione dei biogas.

Queste azioni sono già previste da diversi programmi di intervento, in particolare quelli finalizzati al contenimento delle emissioni di ammoniaca (che contribuisce alla formazione del particolato secondario), come ad esempio:

- l'accordo di programma per l'adozione congiunta e coordinata di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nel bacino padano;
- il codice nazionale indicativo di buone pratiche agricole per il controllo delle emissioni di ammoniaca.

L'analisi presentata nella Strategia di lungo termine (AA.VV., 2021a) assume sostanzialmente che:

- l'andamento dei capi allevati segna una **relativa flessione del numero di vacche da latte/altri bovini e un incremento di suini/avicoli** (a fronte di consumi totali di carne pro-capite inalterati), mentre la produzione di latte vaccino a capo si mantenga in linea con i livelli, storicamente sostenuti, degli ultimi anni;
- l'attuazione delle misure previste al 2030 negli ambiti della direttiva Nitrati e dei Programmi di Azione Nitrati, oltre che dai Piani Aria e dai Programmi di Sviluppo Rurale di alcune regioni, porti ad una **riduzione delle emissioni dalla gestione delle deiezioni di quasi il 10% rispetto ai valori del 2018 e di circa il 20% rispetto al dato del 1990**;

- l'adozione di pratiche ulteriori relative sia alla **gestione degli allevamenti che a quella dei terreni agricoli**, porti ad una riduzione ulteriore delle emissioni del 15-20%.

Sulla base delle assunzioni sopra descritte, le emissioni di metano dal settore dell'agricoltura, confrontate con i livelli al 2019, si riducono del 5,7% al 2030, e tra il 15,6% e il 20,0% al 2050. Rispetto ai livelli del 1990, il calo è del 19,6% al 2030, e tra il 27,9% e il 31,8% al 2050.

La gestione dei rifiuti

Tra le azioni previste dalla normativa italiana ed europea in materia di **gestione sostenibile dei rifiuti e di trattamento delle acque reflue civili ed industriali**, quelle che influiscono in maniera diretta sulle emissioni di metano sono correlate sostanzialmente alla **frazione organica dei rifiuti e alla captazione del biogas dagli impianti di trattamento dei reflui**.

Il trend di emissione presentato in questo documento riflette essenzialmente **l'effetto della limitazione al 10% (rispetto al 20% attuale) della quota di rifiuti urbani smaltiti in discarica**, secondo quanto previsto (entro il 31 dicembre 2035), dalla direttiva 1999/31/CE (modificata dalla direttiva 2018/850/CE) e **l'adozione di sistemi di recupero energetico a partire dal biogas proveniente dalle discariche e dagli impianti di depurazione dei**

reflui civili, fino a interessare l'80% del biogas captato.

Per l'insieme delle attività di smaltimento dei rifiuti e di trattamento delle acque reflue, le emissioni di metano, confrontate con i livelli al 2019, si riducono del 16,4% al 2030, e del 46,3% al 2050. Rispetto ai livelli del 1990, il calo è del 12,7% al 2030, e del 43,9% al 2050.

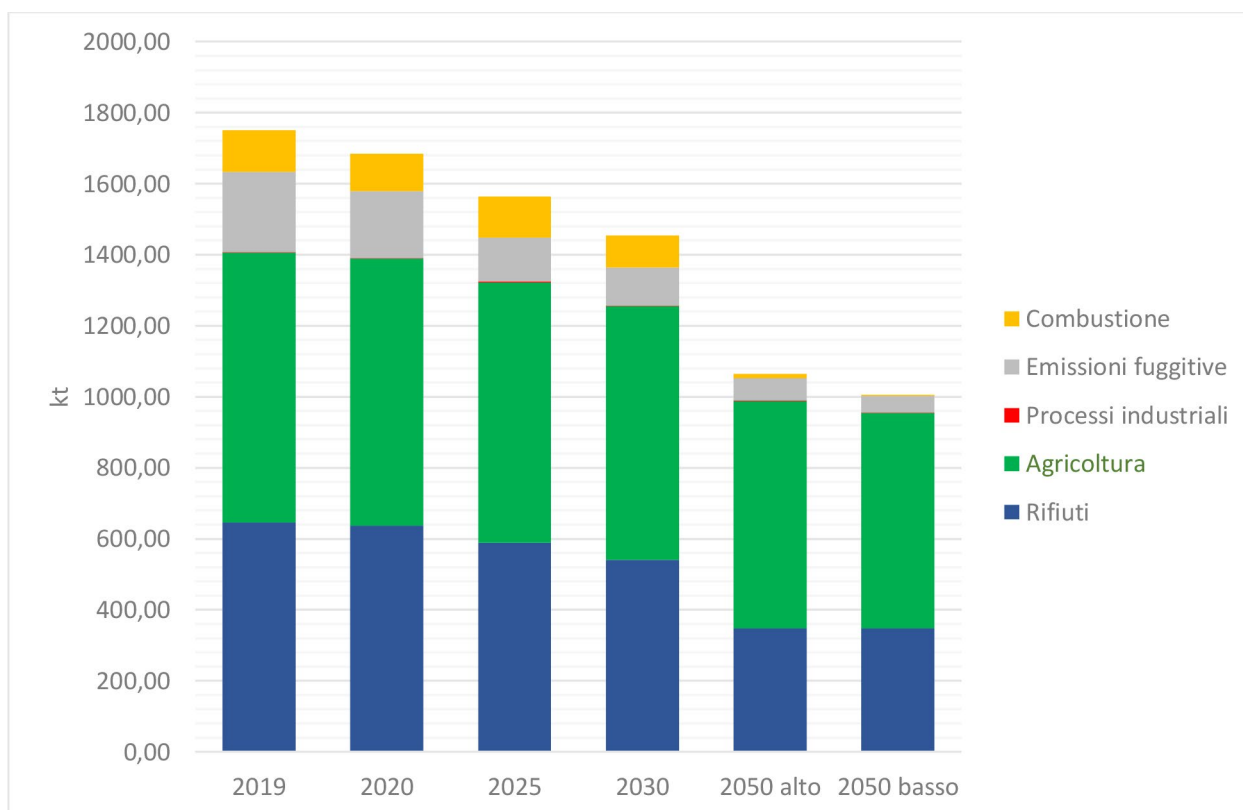
Le emissioni complessive in Italia

Tenendo conto di tutti gli andamenti settoriali sopra descritti, le emissioni complessive di metano in Italia, confrontate con i livelli al 2019, **si riducono del 17,0% al 2030, e tra il 39,2% e il 42,5% al 2050**. Rispetto ai livelli del 1990, il calo è del 26,3% al 2030, e tra il 46,0% e il 49,0% al 2050.

La traiettoria descritta per le emissioni di metano nel nostro paese non solo è **chiaramente insufficiente rispetto agli obiettivi di neutralità climatica entro il 2050**, ma rimane molto distante rispetto agli obiettivi intermedi al 2030 individuati dalla Strategia europea sul metano e dal Global Methane Pledge.

La riduzione percentuale delle emissioni complessive al 2030 si ferma infatti al 26% rispetto al 2005, a fronte del 35-37% indicato dalla Strategia europea sul metano, e al 13,7% rispetto al 2020, a fronte del 30% identificato dal Global Methane Pledge come obiettivo da raggiungere attraverso uno sforzo collettivo.

FIGURA 13: PROIEZIONE DELLE EMISSIONI DI METANO IN ITALIA DAL 2019 AL 2050



I settori dell'agricoltura e dei rifiuti meritano particolare attenzione anche per le opportunità che presentano in termini di **produzione di biometano a partire dal biogas** ottenuto dalla digestione anaerobica di biomasse residuali e della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU).

In Italia si contano attualmente circa **2.000 impianti (rispetto ai 150 del 2007) e una produzione di circa 2,5 miliardi di metri cubi**, il che rende il nostro paese secondo produttore di biogas in Europa e quarto al mondo (Gugliotta e Repetto, 2022).

A livello regionale, gli impianti si concentrano nel territorio della **Pianura Padana**, con una percentuale consistente anche in **Puglia e Veneto**, interessando complessivamente quasi 1.300 Comuni.

Viene prodotto **per il 65% da scarti agricoli, il restante da effluenti zootecnici (20%), FORSU (Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano, 2%) e fanghi di depurazione derivanti dal processo di trattamento delle acque reflue (3%)**. Al 2030, gli operatori del settore ritengono che sia raggiungibile un obiettivo di 10 miliardi di metri cubi a livello nazionale.

6.2 INDIRIZZI PER UNA STRATEGIA ITALIANA SUL METANO INTEGRATA CON IL PNIEC

Come si è visto, gli scenari di decarbonizzazione previsti dal PNIEC e dalla Strategia di lungo termine comporteranno una riduzione delle emissioni dai processi di combustione, che hanno comunque un peso abbastanza limitato rispetto al totale.

Più rilevante è invece il ruolo delle emissioni fuggitive, che saranno interessate dal complesso degli interventi che saranno introdotti dalla proposta di regolamento europeo sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia. Questi interventi, insieme agli impegni volontari assunti dalle aziende italiane della filiera del gas naturale, sono sufficienti per **ridurre le emissioni fuggitive al 2030 del 52,4% rispetto al valore del 2019, e dal 12,9% al 7,4% il loro peso rispetto al totale nazionale**.

Un ulteriore dimezzamento delle emissioni potrebbe essere conseguito all'orizzonte 2050 per effetto delle **modifiche nel mix dei consumi primari di fonti energetiche** previste nel passaggio dallo scenario PNIEC per il 2030 agli scenari di decarbonizzazione al 2050.

Sviluppo e rinnovo delle reti

Al di là del 2030, ulteriori interventi per la riduzione delle perdite dalle reti di trasporto e di distribuzione non trovano invece giustificazione dal punto di vista economico. Rapporti recenti pubblicati dai regolatori europei mettono in evidenza che **un declino della domanda di gas si tradurrà in una analoga riduzione dell'utilizzo delle infrastrutture stesse**, con il rischio di avere dei c.d. "stranded asset", ovvero infrastrutture finanziate dal sistema che saranno sfruttate per un tempo non sufficiente a ripagarne l'investimento (CEER, 2018).

Risulta quindi essenziale che **ulteriori investimenti di sviluppo e/o rinnovo del sistema delle reti siano opportunamente sostenuti da valutazioni di utilità per il sistema**, "sulla base di logiche di accresciuta selettività, anche in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione dell'energia, a beneficio dell'economicità e dell'efficienza dell'intera filiera del gas naturale e più in generale dell'intero settore energetico" (ARERA, 2020).

Ciò significa che questi progetti dovrebbero avere come prospettiva **un utilizzo delle reti o una loro riconversione verso l'utilizzo di gas rinnovabili, come l'idrogeno o il biometano, o la realizzazione di sistemi Power to Gas** (ARERA, 2020).

Prospettive future

Investimenti sulle reti effettuati al di là dell'orizzonte 2030, senza una prospettiva chiara sull'utilizzo di tali reti, rischierebbero di costituire un incentivo al proseguimento dell'utilizzo del gas naturale per tutta una serie di usi per i quali esistono prospettive di sostituzione. Per le emissioni dal trattamento dei rifiuti e delle acque reflue le emissioni di metano al 2030, a confronto con quelle del 2019, si ridurrebbero del 46,3%. Per il raggiungimento di questo obiettivo risulta **cruciale la separazione della frazione organica e il suo avvio a trattamenti anaerobici che permettano di ridurre i rilasci in atmosfera**, insieme alla captazione del biogas che si libera dalle discariche e dagli impianti di trattamento delle acque reflue.

Emissioni da agricoltura e allevamento

La riduzione delle emissioni provenienti dall'agricoltura e dall'allevamento **si fermerebbe invece tra il 15,6% e il 20,0% al 2050, rispetto ai livelli del 2019**, pur considerando tutte le opzioni di intervento prese in esame dalla Strategia di lungo termine.

Al 2050, questo settore risulterebbe responsabile di una quota del totale delle emissioni nazionali di metano intorno al 60%. La situazione italiana, peraltro, non si discosta da quella di molti altri Paesi europei, nei quali le politiche di mitigazione e gli aumenti di efficienza hanno ridotto l'intensità emissiva del settore agricolo, ma questo effetto è stato compensato dall'aumento della produzione agricola.

Le politiche degli altri paesi europei

Un'analisi delle politiche dei diversi Stati membri per la riduzione delle emissioni dal settore agricolo, effettuata a partire dalle politiche e misure comunicate nel 2021 dagli Stati membri nell'ambito del regolamento sulla Governance (2018/1999), evidenzia che **la maggior parte degli Stati membri ha adottato misure come la riduzione dell'uso di fertilizzanti azotati, la valorizzazione**

degli assorbimenti di carbonio e lo sviluppo della digestione anaerobica delle deiezioni, spesso legate alla Politica Agricola Comune (ETC/CME, 2021).

Molti Stati membri hanno anche inserito tra le misure l'agricoltura biologica. **L'Italia**, che nel 2019 aveva già raggiunto l'obiettivo del 15,2% della superficie agricola utilizzata occupata da colture biologiche, **non ha preso in considerazione una ulteriore espansione di questa pratica agricola come strumento di mitigazione** (Gaudio e Vitullo, 2019), nonostante che il Piano d'azione europeo per lo sviluppo della produzione biologica preveda per il 2030 l'ambizioso obiettivo del 25% di superficie biologica europea su quella agricola.

Né l'Italia, né gran parte degli Stati membri hanno infine incluso tra le misure di mitigazione interventi di riduzione della domanda di prodotti ad alta intensità di emissione (in particolare quelli legati all'allevamento bovino), attraverso il cambiamento delle diete umane, alimentazioni alternative per il bestiame e la riduzione degli sprechi alimentari.

Ridurre sprechi alimentari e rifiuti

Queste tematiche sono oggetto di attenzione, come opzioni di mitigazione, anche da parte del contributo del Gruppo di Lavoro III al Sesto Rapporto di Valutazione dell'IPCC (IPCC, 2022). **Il rapporto valuta in 0,1-5,8 GtCO_{2eq} il potenziale tecnico di mitigazione, a livello globale, delle azioni contro gli sprechi alimentari e per la riduzione dei rifiuti**, che potrebbero arrivare a 0,5-8 GtCO_{2e1} tenendo conto anche dell'effetto della diffusione di diete più sostenibili.

L'attuale letteratura su salute, diete ed emissioni indica che **i sistemi alimentari sostenibili che forniscono diete sane per tutti sono a portata di mano, ma richiedono interventi in diversi settori, come il miglioramento delle pratiche agricole, i cambiamenti dietetici tra i consumatori e la riduzione degli sprechi alimentari** nella produzione, nella distribuzione, nella vendita al dettaglio, e nei consumi.

In compenso, i benefici ambientali della diffusione di diete umane più sostenibili non si limitano alla mitigazione dei cambiamenti climatici, ma includono anche la **lotta alla deforestazione, la tutela della biodiversità e la prevenzione delle zoonosi** (WWF Italia, 2021).

L'adozione di misure di gestione della domanda può creare spazio per una **ulteriore espansione dell'agricoltura biologica e di altri sistemi a basso input** che

enfaticizzano l'uso circolare dei nutrienti e apportano vantaggi collaterali alle emissioni di gas serra, alla qualità dell'acqua e dell'aria e alla biodiversità, evitando al contempo l'aumento indiretto delle emissioni attraverso i prodotti importati.

Il suolo liberato dalla produzione alimentare può anche **facilitare la crescita degli assorbimenti nel settore LULUCF o la riduzione delle emissioni nel settore energetico** attraverso l'uso energetico delle biomasse (Committee on Climate Change, 2020).

Farm to fork

Misure di questo tipo sono contemplate, ad esempio, dalla Strategia "Farm to Fork", che incorpora l'obiettivo di **passare a diete più sostenibili e ridurre lo spreco alimentare** e probabilmente stimolerà nuove politiche da parte degli Stati membri.

La strategia include azioni per **sviluppare sistemi di etichettatura della sostenibilità dei prodotti agricoli e requisiti obbligatori di approvvigionamento alimentare sostenibile per il settore pubblico**, al fine di incoraggiare il consumo sostenibile.

La Strategia introdurrà inoltre obiettivi giuridicamente vincolanti per ridurre lo spreco alimentare negli Stati membri, anche il riesame e la revisione delle norme sull'indicazione della data, per evitare confusione tra i consumatori.

La gestione degli allevamenti

Il settore agricolo, e in particolare le attività legate alla gestione degli allevamenti, possono quindi avere un ruolo importante nella strategia di decarbonizzazione.

Questo richiede **un'analisi più approfondita del ruolo delle attività agricole, che prenda in esame anche le emissioni indirette** legate alle attività agricole (come quelle legate alla lavorazione, al trasporto e alla distribuzione dei prodotti) e **le opportunità per la produzione di biometano**, destinato a ricoprire un ruolo sempre più rilevante nel mix di consumi energetici primari del nostro Paese.

E' anche necessario valorizzare, attraverso campagne di informazione e di sensibilizzazione, **la sensibilità dei cittadini nei confronti della qualità dei prodotti alimentari** evidenziando le potenzialità di comportamenti sostenibili verso l'obiettivo della riduzione delle emissioni.

6.3 RACCOMANDAZIONI FINALI

Nel nostro paese, è essenziale procedere alla definizione di un quadro programmatico adeguato per l'abbandono del gas naturale come fonte energetica.

Ovviamente, il primo elemento di questo quadro programmatico è costituito da **un sistema di monitoraggio delle emissioni di metano affidabile ed efficiente**, che garantisca la tracciabilità di tutte le emissioni e la verifica degli impegni di riduzione. Purtroppo, la situazione attuale non presenta questi requisiti, in particolare per quanto riguarda le emissioni fuggitive, a causa della **mancata partecipazione al reporting da parte di numerose aziende del settore O&G e dell'assenza di qualsiasi forma di verifica delle emissioni dichiarate**.

Migliorare gli inventari ufficiali

E' quindi necessaria un'evoluzione del sistema nazionale dell'inventario che preveda, nei casi sopra menzionati, **l'obbligatorietà della comunicazione dei dati di emissione e la loro verifica**, come è previsto ad esempio dalla proposta di regolamento europeo sul *reporting* delle emissioni di metano di origine energetica.

Questo sarebbe tanto più necessario in questo periodo, al fine di **garantire la credibilità delle stime a fronte della segnalazione di numerosi casi di eventi emissivi di dimensioni rilevanti non inclusi** negli inventari ufficiali comunicati alla UNFCCC, anche tenendo conto degli impegni assunti dal nostro Paese con la sottoscrizione del Global Methane Pledge.

Colmare il vuoto normativo

In attesa dell'approvazione ufficiale del regolamento, sarebbe **auspicabile che il Ministero della Transizione Ecologica provvedesse a colmare il vuoto normativo**, anticipando gli obblighi per le aziende introdotti dal regolamento per quanto riguarda il *reporting* delle emissioni e incaricando un organismo tecnico (come l'ISPRA) di fornire a tutti i soggetti interessati adeguati indirizzi tecnici per la messa a punto dei sistemi di monitoraggio e di avviare il programma di ispezioni previsto dall'articolo 6 del regolamento.

Questo provvedimento dovrebbe inoltre garantire la partecipazione alla preparazione dell'inventario di tutti i soggetti che dispongono di informazioni rilevanti, come la banca-dati dell'ARERA sui quantitativi di gas non contabilizzato.

Infine, sarebbe **opportuno che l'inventario italiano tenesse conto**, come quello realizzato dall'AIE, **delle emissioni fuggitive dai sistemi a biogas/biometano**, dato il ruolo rilevante che queste fonti energetiche hanno ormai nel nostro paese.

Gli scenari energetici futuri

Per quanto riguarda gli scenari energetici che dovrebbero consentire il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas-serra al 2030 e al 2050, si ricorda che **il Ministero della Transizione Ecologica ha annunciato di aver avviato la revisione del Piano Nazionale Energia e Clima**, adottato nel dicembre 2019, che è sostanzialmente allineato con gli obiettivi UE fissati nel 2014 (che prevedono una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990), al fine di contribuire al **nuovo ambizioso obiettivo di riduzione entro il 2030 delle emissioni di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990**, e nel medio lungo termine, alla trasformazione dell'UE in un'economia competitiva ed efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas-serra.

Ad oggi, l'unico documento ufficiale del nostro paese coerente con l'obiettivo di neutralità climatica al 2050 è la **Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra**, che prevede un insieme di misure che, anche se non risultano del tutto sufficienti a raggiungere il livello di ambizione richiesto dal pacchetto europeo "Fit for 55", pongono l'Italia nella direzione giusta per raggiungere i nuovi obiettivi.

Ricordiamo inoltre che l'Italia ha solo avviato la definizione delle politiche relative alla produzione e al consumo di energia nei diversi settori. In quest'ambito, accanto alla definizione concreta del pacchetto delle misure, **è decisiva la coerenza dei messaggi che vengono trasmessi agli operatori energetici per quanto riguarda le scadenze della transizione**. Non costituiscono certo un incentivo alla decarbonizzazione la proposta del governo di garantire incentivi per i nuovi impianti di rigassificazione fino al 2043, o la richiesta di un rinvio al 2040 del bando per le auto con motore endotermico.

Il rischio "stranded asset"

E' comunque evidente che, a fronte di un prevedibile declino della domanda di gas naturale, la realizzazione di nuove infrastrutture per l'estrazione di gas naturale, il suo trasporto dai paesi produttori o per la rigassificazione del gas naturale liquefatto - attività che il Governo sta promuovendo per superare la crisi relativa agli approvvigionamenti dalla Russia - rischia di risultare estremamente rischiosa.

Si tratterebbe, infatti, di "stranded asset", ovvero **investimenti che non possono essere rimborsati e generano crisi economiche in chi li sostiene, siano essi nazioni o aziende** (pubbliche o private).

Questo discorso vale anche per gli impegni volontari che sono stati assunti dalle aziende del settore O&G per la riduzione delle emissioni fuggitive.

La riduzione delle emissioni di metano prevista dagli operatori italiani della filiera del gas naturale è affidata ad una serie di buone pratiche, molte delle quali sono già patrimonio delle aziende italiane, e la cui attuazione dovrebbe solo essere verificata da un adeguato sistema di monitoraggio, mentre altre saranno sviluppate in relazione all'evoluzione del quadro normativo europeo, in particolare attraverso l'approvazione della proposta di regolamento sulle emissioni di metano di origine energetica (AA.VV., 2021b).

Le priorità

Al di là del 2030 ulteriori interventi sulle infrastrutture del gas, anche se motivati dalla riduzione delle perdite dalle reti di trasporto e di distribuzione, **non trovano giustificazione dal punto di vista economico**, in assenza di una prospettiva chiara sull'utilizzo di tali reti, dal momento che rischierebbero di costituire un incentivo al proseguimento dell'utilizzo del gas naturale per tutta una serie di usi per i quali esistono prospettive di sostituzione.

Come si è visto, **la riduzione delle emissioni provenienti dall'agricoltura e dall'allevamento rappresenta una priorità assoluta nel contesto della decarbonizzazione**, dal momento che, al 2050, questo settore risulterebbe responsabile di una quota del totale delle emissioni nazionali di metano intorno al 60%.

Gli scenari presentati dalla Strategia di lungo termine (AA.VV., 2021a) tengono conto degli andamenti tendenziali del numero di capi allevati e delle misure previste al 2030 negli ambiti della direttiva Nitrati e dei Programmi di Azione Nitrati, oltre che dai Piani Aria e dai Programmi di Sviluppo Rurale di alcune regioni.

Né l'Italia, né, a dir la verità, la maggioranza degli Stati membri hanno fin qui incluso nei loro programmi interventi mirati alla diffusione dell'agricoltura biologica e di altri sistemi a basso input che enfatizzano l'uso circolare dei nutrienti e/o interventi di riduzione della domanda di prodotti ad alta intensità di emissione (in particolare quelli legati all'allevamento bovino), attraverso **il cambiamento delle diete umane, alimentazioni alternative per il bestiame e la riduzione degli sprechi alimentari**.

Questi interventi dovrebbero invece essere considerati prioritari, se si tenesse conto, insieme al potenziale di riduzione delle emissioni di gas-serra, anche dei **vantaggi collaterali per la salute umana, per la qualità dell'acqua e dell'aria e per la biodiversità**.

Infine, per quanto riguarda la riduzione delle emissioni dal trattamento dei rifiuti e delle acque reflue occorre dare priorità, nel caso dei rifiuti, alla **separazione della frazione organica con l'avvio a trattamenti anaerobici**, mentre, nel caso delle acque reflue, è essenziale la **captazione del biogas dagli impianti di trattamento dei reflui** con successivo utilizzo dei fanghi attraverso il recupero energetico diretto o la produzione di biometano.

La filiera del biogas/biometano è già in crescita nel nostro paese; questa crescita sarà rafforzata dai finanziamenti previsti dal PNRR (1,92 miliardi), ma si scontra ancora oggi con la sfiducia e le opposizioni da parte dei cittadini nei confronti della costruzione di nuovi impianti e con l'assenza di indirizzi e linee guida a livello nazionale per la gestione dei fanghi di depurazione.





BIBLIOGRAFIA

AA.VV., 2019. **Piano nazionale integrato per l'energia e il clima**. Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, dicembre 2019. Disponibile su: www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf

AA.VV., 2021a. **Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra**, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche agricole, Alimentari e Forestali. 2021. Disponibile su: www.minambiente.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf

AA.VV., 2021b. **Indirizzi per una strategia italiana sulle emissioni di metano dalla filiera del gas naturale**, documento predisposto dal Tavolo di lavoro promosso dagli Amici della Terra in collaborazione con EDF Environmental Defence Fund, condiviso da Amici della Terra Onlus, ANIGAS, Eni S.p.A., Environmental Defense Fund Europe (EDF Europe), INRETE distribuzione energia S.p.A, Italgas S.p.A., Picarro Inc., Pietro Fiorentini S.p.A, Snam S.p.A., Unareti S.p.A., settembre 2021. Disponibile su: <http://amicidellaterra.it/index.php/studi-e-attivita/energia/all4climate2021/269-verso-una-strategia-italiana-per-la-riduzione-delle-emissioni-di-metano-della-filiera-del-gas-naturale>

Abernethy S. and Jackson R.B., 2022. **Global temperature goals should determine the time horizons for greenhouse gas emission metrics**. Environmental Research Letters 17 024019.

Alvarez, R. A., Zavala-Araiza D., Lyon, D.R., Allen, D.T., Barkley, Z.R., Brandt, A.R., Davis, K.J., Scott C. Herndon, S.C., Jacob, D.J., Karion, A., Kort, E.A., Lamb, B.K., Lauvaux, T., Maasakkers J. D., Marchese, A.J., Omara, M., Pacala, S. W., Peischl, J., Robinson, A.L., Shepson, P.B., Sweeney, C., Townsend-Small, A., Wofsy, S.C., Hamburg, S.P., 2018. **Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain**. Science. eaar7204 (2018). Disponibile su: https://www.researchgate.net/publication/325916333_Assessment_of_methane_emissions_from_the_US_oil_and_gas_supply_chain

ARERA, 2020. **Reti di trasporto e distribuzione del gas naturale: progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi – Linee di intervento**, Documento per la consultazione 39/2020, 11 febbraio 2020. Disponibile su: <https://www.arera.it/allegati/docs/20/039-20.pdf>

Brandt, A. R. Heath, G.A., Kort, E.A. O'Sullivan, F., Pétron, G., Jordaan, S.M., Tans, P., Wilcox, J., Gopstein, A.M., Arent, D., Wofsy, S., Brown, N.J., Bradley, R., Stucky, G.D., Eardley, D., Harriss, R., 2014. **Methane leaks from North American natural gas systems**. Science 343, 733–735. Disponibile su: https://www.researchgate.net/publication/260211785_Methane_Leaks_from_North_American_Natural_Gas_Systems

Brandt, A.R., Heath, G.A., Coole, D. 2016. **Methane Leaks from Natural Gas Systems Follow Extreme Distributions**. Environ. Sci. Technol. Disponibile su: <https://doi.org/10.1021/acs.est.6b04303>

Caputo, A., 2021. **Indicatori di efficienza e di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico**. ISPRA, Rapporti, 343/2021, ISBN 978-88-448-1049-8. Disponibile su: <https://www.isprambiente.gov.it/publicazioni/rapporti/indicatori-di-efficienza-e-decarbonizzazione-del-sistema-energetico-nazionale-e-del-settore-elettrico>

CATF, 2021. **It Happens Here Too: Methane Pollution in Europe's oil and gas network**, documento pubblicato da Clean Air Task Force (CATF), dicembre 2021. Disponibile su: https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2021/12/13024754/CATF_EUMethane_Report_Proof_12.10.21.pdf

Committee on Climate Change, 2020. **The Sixth Carbon Budget: Agriculture and land use, land use change and forestry**, published by the UK Committee on Climate Change, <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2020/12/Sector-summary-Agriculture-land-use-land-use-change-forestry.pdf>

CEER, 2018. Council of European Energy Regulators (CEER), **Study on the future role of gas from a regulatory perspective**. Disponibile su: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6a6c72de-225a-b350-e30a-dd12bdf22378>

Commissione Europea, 2020. **Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions on an EU strategy to reduce methane emissions**, Brussels, COM(2020) 663 final, 14.10.2020. Disponibile su: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0663&from=EN>

Dell'Isola, M., Ficco, G., Zuena, F.. 2021. **Analisi del Delta In-Out nelle Reti di Distribuzione del Gas Naturale in Italia**. Preprint · August 2021 DOI: 10.13140/RG.2.2.13943.96164

ETC/CME, 2021. **Agricultural climate mitigation policies and measures. Good practice, challenges, and future perspectives**, ETC/CME Eionet Report | 6/2021, December 2021. Disponibile su: <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cme/products/etc-cme-reports/etc-cme-report-6-2021-agricultural-climate-mitigation-policies-and-measures-good-practice-challenges-and-future-perspectives>

Ficco, G., Frattolillo, A., Zuena, F., Dell'Isola, M., 2022. **Analysis of Delta In-Out of natural gas distribution networks**. Flow Measurement and Instrumentation 84 (2022) 102139. Disponibile su: <https://doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2022.102139>

Gaeta, M.; Nsangwe Businge, C.; Gelmini, A., 2021. **Achieving Net Zero Emissions in Italy by 2050: Challenges and Opportunities**. Energies 2022, 15, 46. Disponibile su: <https://doi.org/10.3390/en15010046>

Gaudio, D, Vitullo, M., 2019. **A preliminary evaluation of the contribution of soils under organic farming to the removal of carbon from the atmosphere in Italy**, presentation at the Climatico 2019 international Conference, Limassol, 11-12 April 2019.

Gugliotta, A., Repetto, G.P., 2022. **Biogas e biometano: cosa, come, dove**, Energia, 2 Febbraio 2022. Disponibile su: <https://www.rivistaenergia.it/2022/02/biogas-e-biometano-cosa-come-dove/>

HEAL, 2022. **False fix: the hidden health impacts of Europe's fossil gas dependency**, published by Health and Environment Alliance, 18th May 2022. Disponibile su: <https://www.env-health.org/false-fix/>

Heath, G., Warner, E., Steinberg, D., Brandt, A. R., 2015. **Estimating U. S. Methane Emissions from the Natural Gas Supply Chain: Approaches, Uncertainties, Current Estimates, and Future Studies**.

IEA, 2020. **Methane Tracker 2020**, IEA, Paris. Disponibile su: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020>

IEA, 2022. **Methane Tracker 2022**, IEA, Paris. Disponibile su: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2022>

IPCC, 1996. **Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. IPCC/OECD/IEA Inventory Programme, Paris, France.

IPCC, 2006. **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.

IPCC, 2021a. **Summary for Policymakers**. In: *Climate Change 2021: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T. K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 3–32, doi:10.1017/9781009157896.001.

IPCC, 2021b. **Chapter 7**. In *Climate Change 2021: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, In press, doi:10.1017/9781009157896.

IPCC, 2021c. **Technical Summary**. In *Climate Change 2021: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, In press, doi:10.1017/9781009157896.

IPCC, 2022. **Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change** [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926

ISPRA, 2021. **Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2019. National Inventory Report 2021**, ISPRA, Reports, 341/2021, ISBN: 978-88-448-1046-7. ISPRA, 2021. **National Inventory Report 2021 – Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2019**. ISPRA Rapporti 341/2021. Disponibile su: www.isprambiente.gov.it/resol-veuid/73e0f2b9fe454e7cac210c71341eb15f

ISSI, 2005. **Rapporto Gas - Aspetti ambientali del ciclo del gas naturale, “Riprendere la strada per Kyoto: il ruolo del gas naturale”**, Seminario nazionale - Roma 6 luglio 2005, Revisione dicembre 2005. Disponibile su: https://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/Fo_Gas_05_ISSI_Aspetti_ambientali2005.pdf

Lauvaux, T., C. Giron, M. Mazzolini, A. d'Asprémont, R. Duren, D. Cusworth, D. Shindell, P. Ciais, 2022. **Global assessment of oil and gas methane ultra-emitters**, Science • 3 Feb 2022 • Vol 375, Issue 6580 • pp. 557-561 • DOI:10.1126/science.abj4351

Nisbet, E.G., Manning, M.R., Dlugokencky, E.J., Fisher, R.E., Lowry, D., Michel, S.E., 2019. **Very strong atmospheric methane growth in the 4 Years 2014–2017: Implications for the Paris Agreement**. Global Biogeochemical Cycles, 33, 318–342.

Pulles, T, Gillenwater, M., Radunsky, K. (2022) **CO₂ emissions from biomass combustion Accounting of CO₂ emissions from biomass under the UNFCCC**, Carbon Management, 13:1, 181-189, DOI: 10.1080/17583004.2022.2067456.

Saunio, M., Stavert, A.R., Poulter, B., Bousquet, P., Canadell, J.G., Jackson, R.B., Raymond, P.A., Dlugokencky, E.J., et al., 2020. **The Global Methane Budget 2000–2017**. Earth System Science Data 12 (3) 1561-1623. 10.5194/essd-12-1561-2020. Disponibile su: <https://www.globalcarbonproject.org/methanebudget/20/publications.htm>

Shindell, D. and Smith, C.J., 2019. **Climate and air-quality benefits of a realistic phase-out of fossil fuels**. Nature, 573, 408–411.

Turner, M.C., Jerrett, M., Pope, C.A., Krewski, D., Gapstur, S.M., Diver, W.R., Beckerman, B.S., Marshall, J.D., Su, J., Crouse, D.L. and Burnett, R.T., 2016. **Long-term ozone exposure and mortality in a large prospective study**. Am. J. Respir. Crit. Care Med., 193, 1134–42. Vogel, Felix, Chasing after methane's ultra-emitters. Science 375 (6580), DOI: 10.1126/science.abm1676.

UNEP-CCAC, 2021. **United Nations Environment Programme and Climate and Clean Air Coalition, Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions**. Nairobi: United Nations Environment Programme, ISBN: 978-92-807-3854-4. Disponibile su: <https://www.unep.org/resources/report/global-methane-assessment-benefits-and-costs-mitigating-methane-emissions>

UNFCCC, 2019. **Report on the individual review of the annual submission of Italy submitted in 2018**, FCCC/ARR/2018/ITA, 29 January 2019.

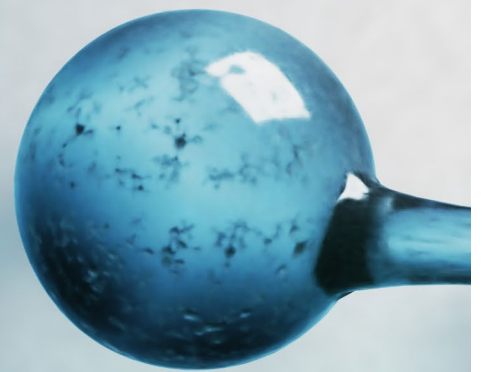
UNFCCC, 2020. **Report on the individual review of the annual submission of Italy submitted in 2019**, FCCC/ARR/2019/ITA, 29 May 2020.

UNFCCC, 2022. **Report on the individual review of the annual submission of Italy submitted in 2021**, FCCC/ARR/2021/ITA, 23 March 2022.

US-EPA, 2013. **EPA Needs to Improve Air Emissions Data for the Oil and Natural Gas Production Sector**. Office of Inspector General EPA (2013).

WWF Italia, 2021. **Dalle pandemie alla perdita di biodiversità: dove ci sta portando il consumo di carne**. Rapporto a cura di I. Pratesi, E. Alessi, testi di E. Alessi, M. Antonelli, F. Ferroni, I. Pratesi, revisione scientifica di S. Leopardi, WWF Italia, luglio 2021. Disponibile su: https://www.wwf.it/uploads/Report-Allevamenti-e-Zoonosi_21lug21.pdf

Zerlia T., 2003, **Emissioni di gas serra nel ciclo di vita dei combustibili fossili utilizzati nella produzione termoelettrica: considerazioni e ricadute sullo scenario energetico italiano**, La Rivista dei Combustibili, vol. 57, pp. 3-17.



Working to sustain the natural world for the benefit of people and wildlife.

together possible™ panda.org

© 2022 Greenhouse Gas Management Institute - Italia per conto del WWF - Italia
ghginstitute.org