

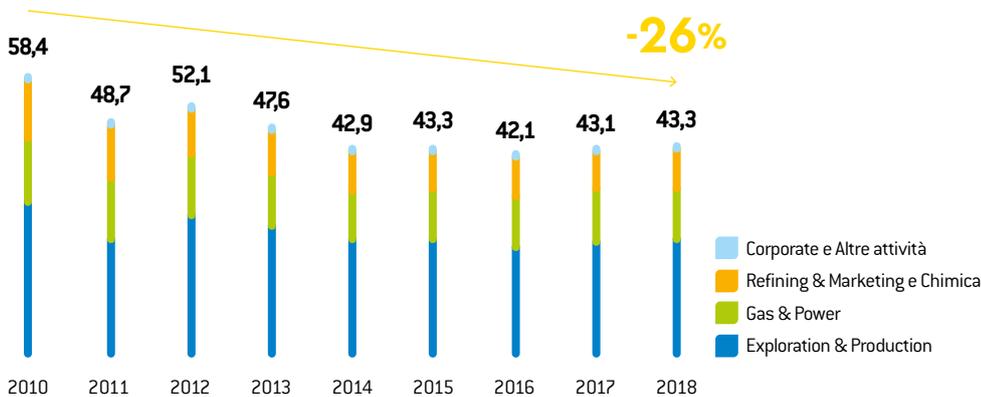


L'AUMENTO DELL'EFFICIENZA E LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI GHG

Il miglioramento dell'efficienza operativa e la riduzione delle emissioni GHG rappresentano il primo pilastro della strategia di decarbonizzazione Eni, che si declina in specifici target di breve e medio termine. Nel breve termine Eni conferma l'obiettivo al 2025 di ridurre l'intensità emissiva del 43% rispetto al 2014 negli asset operati upstream, attraverso l'eliminazione del flaring di processo, la riduzione delle emissioni fuggitive di metano e la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Tali iniziative contribuiscono anche all'obiettivo di miglioramento dell'indice di efficienza operativa del 2% annuo al 2021 rispetto al 2014, che si traduce in un miglioramento complessivo del 13,2% nel periodo, attraverso progetti e iniziative di efficienza energetica a cui concorrono tutte le realtà industriali Eni.

EMISSIONI GHG DIRETTE

Emissioni dirette Eni*
(MtCO₂eq - base 100% operata)

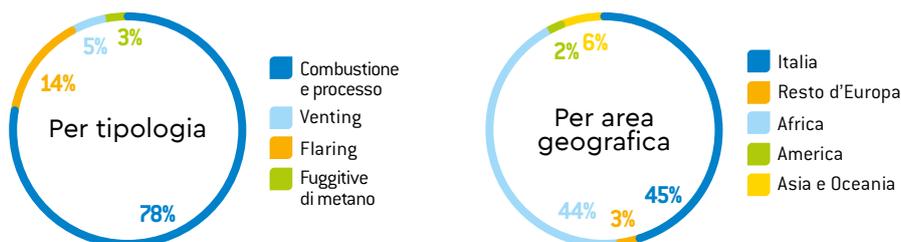


* Le emissioni di GHG da venting di metano sono state revisionate a seguito dell'affinamento della metodologia di stima, in linea con metodologie internazionali sviluppate nell'ambito della Partnership CCAC OGMP. La serie storica di questa categoria emissiva è stata pertanto rivista al fine di garantire la coerenza degli indici di performance rispetto agli obiettivi di riduzione dei GHG comunicati da Eni.

Le emissioni dirette di GHG Eni su base 100% operata:

- Nel 2018 sono rimaste sostanzialmente stabili (+0,5%) vs 2017
- Circa il 50% è soggetto a schemi di carbon pricing, principalmente all'Emission Trading Scheme europeo in cui ricadono tutti i maggiori impianti del mid-downstream
- Il 56% proviene dal business Exploration & Production

Emissioni GHG dirette (%)



La metà delle emissioni GHG è localizzata in Europa e in particolare in Italia (45% del totale). I restanti contributi sono quasi principalmente relativi agli asset ubicati in Africa (44%) e in quota minore in Asia Oceania (6%) e America (2%)

OBIETTIVI AL 2025 VS 2014

-43%

INTENSITÀ EMISSIVA UPSTREAM

ZERO
FLARING DI PROCESSO

-80%

EMISSIONI FUGGITIVE DI METANO UPSTREAM

OBIETTIVO AL 2021 VS 2014

2% ANNUO

MIGLIORAMENTO DELL'INDICE DI EFFICIENZA OPERATIVA



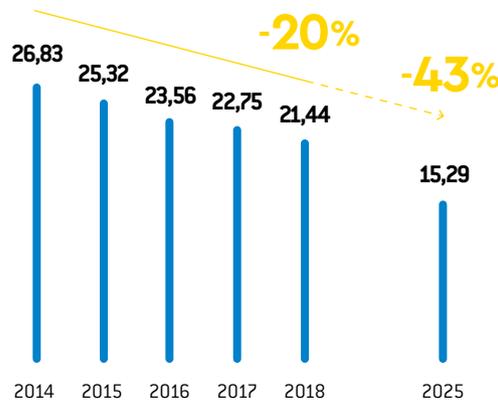
-43%

INTENSITÀ EMISSIVA
UPSTREAM OBIETTIVO
AL 2025 VS 2014

-20%

NEL 2018 VS 2014
INTENSITÀ EMISSIVA
UPSTREAM

Indice di intensità GHG UPS
(tCO₂eq/mgl boe)



Nel 2018 l'indice di intensità GHG upstream calcolato per unità di idrocarburi lorda prodotta (100% operato) è migliorato del 6% vs 2017, attestandosi a 21,44 tCO₂eq/mgl boe, grazie alla riduzione delle emissioni da flaring e al contributo di ramp-up dei campi a gas in Egitto (Zohr) e Indonesia (Jangkrik), oltre al ritorno a regime della produzione in Norvegia (Goliat), impianti che hanno intensità emissiva minore rispetto alla media degli asset E&P

Il progressivo miglioramento dell'indice di intensità GHG ha permesso di mantenere stabile il valore assoluto delle emissioni GHG upstream legate alla produzione di idrocarburi nel periodo 2014-2018 nonostante la notevole crescita della produzione operata (+25%). In assenza di tale miglioramento nel 2018 le emissioni GHG Eni sarebbero state superiori di quasi 6 MtCO₂eq. L'obiettivo di riduzione dell'intensità GHG upstream contribuisce al target di miglioramento dell'indice di efficienza operativa del 2% annuo al 2021 rispetto al 2014, a cui concorrono tutte le unità di business Eni e che include anche le emissioni Scope 2 (si veda sezione Efficienza Energetica pag. 20).

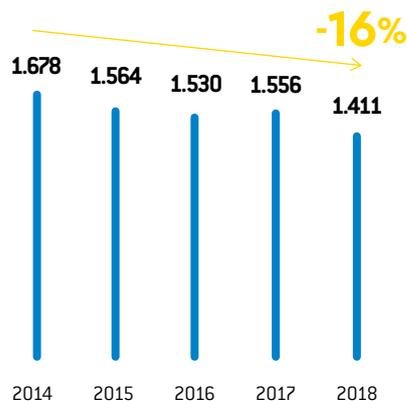
ZERO

FLARING DI PROCESSO
OBIETTIVI AL 2025 VS 2014

FLARING DI PROCESSO

La principale leva per ridurre l'intensità emissiva del business upstream riguarda la minimizzazione del flaring, che nel 2018 costituisce il 27% delle emissioni legate alla produzione di idrocarburi. Eni è attiva in specifici programmi di riduzione del gas inviato a flaring, attraverso la valorizzazione tramite la produzione di energia elettrica a favore delle popolazioni locali, la distribuzione per il consumo domestico o l'esportazione. Dove tali pratiche non sono possibili, Eni ha realizzato impianti di reiniezione in giacimento del gas naturale.

Volume di idrocarburi inviati a flaring di processo
(MSm³)



-16%

AL 2018 VOLUMI DI
IDROCARBURI INVIATI A
FLARING DI PROCESSO
VS 2014

Eni conferma il proprio impegno nell'obiettivo di azzeramento dei volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo entro il 2025, in anticipo di 5 anni rispetto alle tempistiche dell'iniziativa Global Gas Flaring Reduction (GGFR) promossa dalla World Bank, a cui Eni ha aderito

Nel 2018 le emissioni da flaring si sono ridotte dell'8% principalmente per effetto del raggiungimento della configurazione di zero flaring in Turkmenistan (campo Burun) e delle azioni di contenimento del flaring di emergenza. Nel 2018 Eni ha investito €39 milioni in progetti di flaring down, in particolare in Nigeria e Libia.



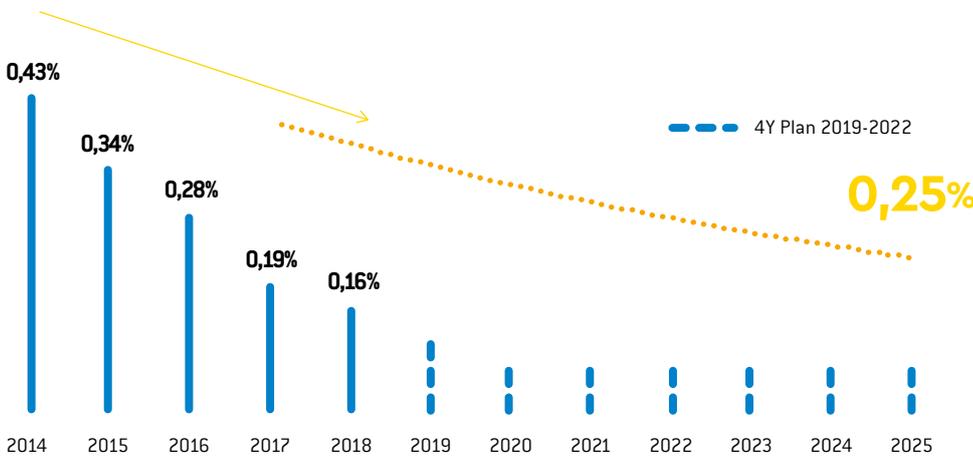
EMISSIONI DI METANO

Eni prosegue l'impegno nell'ottimizzazione dei propri processi di monitoraggio e reporting per la riduzione delle emissioni di metano nei propri asset. Le emissioni di metano si concentrano essenzialmente nella filiera upstream (98 mg/ton, pari al 94% del totale Eni) e sono dovute a perdite fuggitive, metano incombusto da flaring e venting di processo. Nell'ambito della partnership Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), nel corso del 2018 è stato annunciato un target collettivo di riduzione dell'intensità di metano upstream (definita come il rapporto tra le emissioni totali di metano e la produzione netta di gas naturale) che prevede il raggiungimento del valore di 0,25% al 2025.

0,25%

INTENSITÀ DI METANO UPSTREAM AL 2025
OBIETTIVO IN AMBITO OGCI

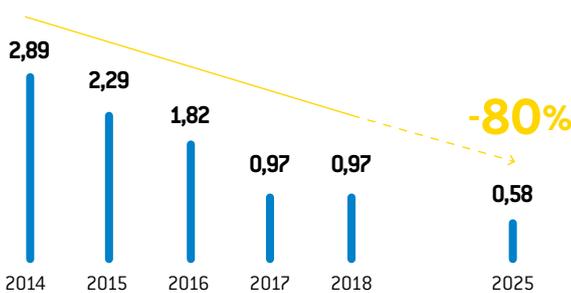
Intensità di metano upstream
(m³CH₄/m³)



-63% VS 2014

INTENSITÀ DI METANO UPSTREAM

Emissioni fuggitive di metano UPS
(Mln ton CO₂eq)



In termini assoluti, Eni nel 2018 ha conseguito una riduzione di quasi 2 MtCO₂eq di emissioni fuggitive di metano upstream vs 2014, in linea con l'obiettivo di riduzione dell'80% al 2025.

Le emissioni sono stabili vs 2017 in quanto la progressiva implementazione delle campagne in sito è stata compensata da nuovi campi avviati di recente (Zohr, Jangkrik), per cui le campagne verranno effettuate nel 2019¹²

-80%

EMISSIONI FUGGITIVE METANO UPSTREAM OBIETTIVO AL 2025 VS 2014

-66% VS 2014

EMISSIONI FUGGITIVE DI METANO UPS

Le riduzioni fin ora registrate sono state raggiunte grazie all'implementazione di campagne LDAR (Leak Detection and Repair), che consistono nello svolgimento di campagne di monitoraggio on-site delle componenti d'impianto al fine di individuare le perdite di metano ed eliminarle, programmando opportuni interventi di manutenzione. Attraverso tali programmi, è possibile controllare quasi totalmente le emissioni fuggitive, ottenendo benefici in termini di saving di sicurezza delle operazioni. Ad oggi, il 69% degli asset Eni upstream (calcolato sulla base dei livelli di produzione) sono già coperti da programmi LDAR.

Sorgenti emissioni CH₄ - Totale Eni 2018



12) Per i nuovi campi si utilizza una stima conservativa delle emissioni prima di realizzare le campagne di monitoraggio che possono essere realizzate solo una volta che i campi sono a regime.



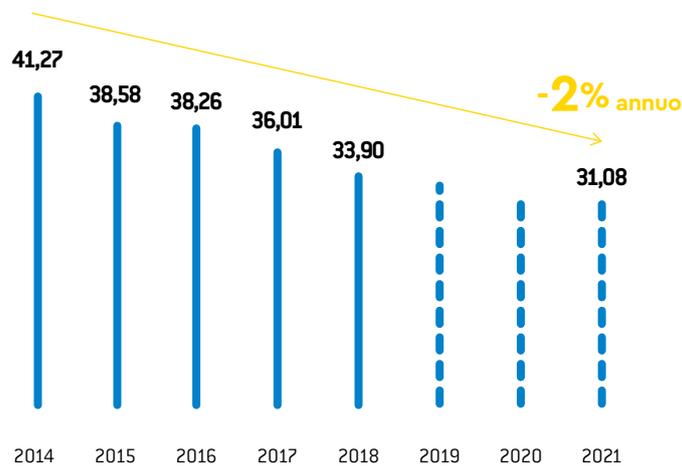
L'OBIETTIVO DI MIGLIORAMENTO DELL'EFFICIENZA OPERATIVA DEL 2% ALL'ANNO AL 2021 È RIFERITO A TUTTE LE LINEE DI BUSINESS

Prosegue inoltre l'adesione alla partnership pubblico-privata, guidata dall'UNEP, Climate and Clean Air Coalition (CACC) Oil & Gas Methane Partnership, nel cui ambito Eni sviluppa opportuni piani di controllo delle emissioni di metano, basati sull'esecuzione di campagne di monitoraggio e sulla valutazione delle opportunità di mitigazione.

IMPEGNO NELL'EFFICIENZA ENERGETICA

L'indice di efficienza operativa ha l'obiettivo di esprimere l'intensità di emissioni GHG dirette e indirette (Scope 1 e Scope 2) delle principali produzioni Eni, misurandone quindi il grado di efficienza in un contesto di decarbonizzazione. Il target estende gli obiettivi di riduzione GHG a tutte le aree di business con un miglioramento del 2% annuo al 2021 rispetto al valore dell'indice del 2014. L'obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mantenendo opportuna flessibilità nei trend dei singoli business.

Indice di efficienza operativa
(ton CO₂eq/mgl boe)



Nel 2018 l'indice è stato pari a 33,90 tCO₂eq/mgl boe, in riduzione del 5,9% vs 2017 [36,01 tCO₂eq/mgl boe] grazie a positivi risultati dell'upstream e ad una riduzione dell'intensità emissiva delle raffinerie. Tale riduzione consente già di traguardare l'obiettivo del 2021 ma Eni intende perseguire un miglioramento almeno del 2% annuo per i prossimi anni

Nel 2018 Eni ha investito circa 10 milioni di euro in progetti di efficienza energetica, che consentiranno a regime risparmi energetici per 313 mgl tep/anno, pari a una riduzione delle emissioni di circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂eq. Nell'upstream, gli interventi strutturali e di natura operativa per rendere più efficienti i processi produttivi dal punto di vista energetico hanno consentito di aggiungere ai risparmi energetici ulteriori 19 ktep equivalenti a 22 mgl ton CO₂eq rispetto a quelli consuntivati lo scorso anno [729 mgl ton CO₂eq rispetto alla baseline 2014]. Per gli altri settori industriali, nel 2018 sono stati effettuati interventi che a regime consentono un risparmio ulteriore a quanto consuntivato in passato di circa 18 mgl tep ovvero 42 mgl ton CO₂eq di emissioni dirette evitate, dato in linea con quanto pianificato. L'impegno al miglioramento delle performance energetiche è inoltre testimoniato dall'inclusione nel sistema normativo HSE Eni degli strumenti di gestione coordinati con gli schemi di certificazione ISO 50001. Attualmente circa il 60% dei consumi energetici globali Eni avviene in installazioni industriali già in possesso di certificazione ISO 50001 ed è prevista una copertura superiore al 90% entro il 2022.