

Eni *FOR*

2023

Performance  
di sostenibilità



eni 

# La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

- 13 15** Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta
- 7 12** e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
- 9** Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.
- 5 10** Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.
- 17** Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

## Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 Sustainable Development Goals (SDG) che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali. Tali obiettivi costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nel condurre le proprie attività nei Paesi in cui opera.



# Eni FOR

# 2023

## PERFORMANCE DI SOSTENIBILITÀ

### Disclaimer

Eni for 2023 è un documento pubblicato su base annuale che contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statement) relative alle diverse tematiche ivi trattate. I forward-looking statement sono fondati sulle previsioni e i convincimenti del management di Eni sviluppati su base ragionevole alla luce delle informazioni disponibili al momento della formulazione degli stessi. Cionondimeno, i forward-looking statement hanno per loro natura una componente di incertezza, poiché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri che sono, in tutto o in parte, fuori dal controllo e dalla ragionevole prevedibilità di Eni. I risultati effettivi potranno differire rispetto a quelli annunciati in virtù di una molteplicità di fattori, tra cui, a titolo esemplificativo e non esaustivo: l'impatto della pandemia Covid-19, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, lo sviluppo della ricerca scientifica, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business. I lettori del documento sono quindi invitati a tenere conto di una possibile discrepanza tra talune dichiarazioni previsionali indicate nel testo, da intendersi quali stime, e i risultati che saranno conseguiti, qualora intervenissero gli eventi o i fattori sopra indicati. Eni for 2023 contiene altresì termini quali, ad esempio, "partnership" o "partnership pubblico-private" utilizzati per mero riferimento e senza una connotazione tecnico giuridica. Infine, per "Eni" si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento. La rendicontazione delle emissioni GHG Scope 3 e i relativi target non devono intendersi quale assunzione di qualsivoglia responsabilità giuridica in relazione agli impatti effettivi e/o potenziali di dette emissioni GHG.

### Immagini

Tutte le foto delle copertine e dei Report Eni for 2023 provengono dall'archivio fotografico di Eni.

### Traduzioni

Il testo originale di Eni for – ove non diversamente indicato – è in lingua italiana. Le traduzioni in altre lingue sono tratte dal testo originale. In caso di difformità, i contenuti della versione in italiano prevalgono su quelli della traduzione in qualunque altra lingua.



# Perché leggere Eni for 2023

Eni for 2023 racconta il percorso di Eni verso la Just Transition, la transizione energetica giusta con l'obiettivo al 2050 della neutralità carbonica, in un'ottica di mitigazione dei costi e condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori, i fornitori, le comunità e i clienti, in maniera inclusiva e trasparente. La narrazione è articolata secondo le tre leve del modello di business - Neutralità Carbonica al 2050, Eccellenza Operativa e Alleanze per lo Sviluppo - che definiscono il raggio d'azione di Eni nella creazione di valore per tutti gli stakeholder nel lungo periodo. A differenza della Dichiarazione Non Finanziaria, Eni for approfondisce storie, casi concreti e testimonianze per garantire l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile.

## PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

Eni for 2023 è predisposto in conformità ai "Sustainability Reporting Standard" del Global Reporting Initiative, secondo il GRI Universal (2021) e il Sector Standard Oil & Gas (2021) e in linea con i 10 Principi del Global Compact. All'interno di [Eni for 2023 - Performance di sostenibilità](#) è pubblicato il GRI Content Index nonché le tabelle di raccordo relative a: [Task Force on Climate related Financial Disclosure \(TCFD\)](#); [Climate Action 100+](#); [Sustainability Accounting Standards Board \(SASB\)](#); [World Economic Forum \(WEF\)](#); [EU Sustainable Finance Disclosures Regulation \(SFDR\)](#) e [Women's Empowerment Principles \(WEPs\)](#).

## ASSURANCE ESTERNA

Eni for 2023 è stato sottoposto, in linea con le edizioni precedenti, a [limited assurance](#) dalla società indipendente (PwC), revisore anche della [Relazione Finanziaria Annuale](#), in cui è inclusa la Dichiarazione Non Finanziaria. Le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 operate (no equity) sono soggette ad [assurance reasonable](#) e tale relazione è inclusa all'interno di Eni for Performance.

## LEGENDA

▶ Link esterni   ■ Link interni

## *Introduzione* **4**

---

Governance ed etica di impresa	5
Remunerazione	6
Valore economico	7
Ricerca e Sviluppo	8

## *Neutralità carbonica al 2050* **10**

---

Indicatori relativi ai principali target	10
Emissioni di GHG	12
Efficienza energetica	14

## *Eccellenza operativa* **15**

---

Persone	15
Salute	26
Sicurezza	27
Ambiente	28
Diritti umani	36
Trasparenza e lotta alla corruzione	38
Clienti e fornitori	40

## *Alleanze per lo sviluppo* **42**

---

Investimenti per lo sviluppo locale	42
Grievance	43

## *Allegati* **44**

---

Criteri di reporting	44
Tabelle di raccordo rispetto agli standard e linee guida di riferimento	
- Global Reporting Initiative (GRI) Content Index	51
- Task Force on Climate-Related Financial Disclosures (TCFD)	60
- Indicatori previsti dal Net Zero company benchmark 2.0 di Climate Action 100+	61
- World Economic Forum (WEF) Metriche Core	62
- Sustainability Accounting Standards Board (SASB) Exploration & Production	64
- Indicatori previsti dalla EU Sustainable Finance Disclosure Regulation (PAI)	66
- Women's Empowerment Principles (WEP)	67
Dichiarazione sulla contabilizzazione e reporting delle emissioni di gas serra (anno 2023)	68
Il reporting di sostenibilità di Eni	78

# Introduzione

Il presente documento, insieme con ► **Eni for 2023 - A Just Transition**, fa parte della reportistica volontaria di sostenibilità di Eni e mira ad illustrare le performance di sostenibilità del Gruppo. Sono rappresentati i Key Performance Indicator (KPI) relativi al quinquennio 2019-2023, secondo le tre leve del modello di business integrato di Eni – Neutralità Carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo – che costituiscono per Eni le fondamenta per il raggiungimento dell'obiettivo di creazione di valore a lungo termine per tutti gli stakeholder. Infatti, Eni si impegna a contribuire, sia direttamente che indirettamente, al conseguimento dei 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) intravedendo nuove opportunità di business e supportando la Just Transition – una transizione energetica socialmente equa e giusta – per garantire l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile con l'obiettivo di raggiungere le zero emissioni nette entro il 2050. Questo impegno prevede la condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori, la catena del valore, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa, ossia che tenga in considerazione il diverso livello di sviluppo dei Paesi in cui opera e minimizzando le disuguaglianze esistenti. In questo contesto, la gestione del business viene misurata attraverso indicatori di sostenibilità che orientano l'elaborazione della strategia e gli obiettivi futuri in un percorso di costante miglioramento. L'elaborazione di un

documento specifico, anch'esso soggetto ad attività di revisione insieme ad ► **Eni for 2023 - A Just Transition**, nelle attività di revisione, che presenti le performance di natura non finanziaria e l'evoluzione del proprio percorso di trasformazione, riflette la volontà di assicurare la trasparenza circa le proprie attività, al fine di mantenere un dialogo costruttivo e proattivo con i propri stakeholder.

## GLI STANDARD DI RIFERIMENTO

Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, così come la ► **Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario**, è redatto in conformità ai Sustainability Reporting Standards del Global Reporting Initiative 2021 (GRI) - Universal e Sector Standards (GRI 11 - Oil & Gas) pubblicati nel 2021. In continuità con le edizioni precedenti, il documento si allinea alle metriche "Core" definite dal ► **World Economic Forum** (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation", il quale definisce metriche comuni per la creazione di valore di lungo termine e per promuovere ulteriormente la convergenza degli standard e dei principi ESG. Sono riportate anche le metriche previste dalla ► **Task Force on Climate-related Financial Disclosures** (TCFD), dal ► **Sustainability Accounting Standards Board Exploration & Production** (SASB), dalla

► **EU Sustainable Finance Disclosure Regulation** (SFDR), dai ► **Women's Empowerment Principles** (WEP) e dall'iniziativa ► **Climate Action 100+**. Le tabelle di riepilogo di tali standard e linee guida sono riportati in calce al presente documento.

## LE PERFORMANCE NON FINANZIARIE DI ENI E I SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS (SDG)

Eni, consapevole del ruolo chiave che assume il settore energetico e dello sviluppo del proprio business nell'affrontare le attuali sfide di riferimento, definisce, tra gli altri, gli obiettivi del Piano Strategico Quadriennale e di Lungo Termine anche per contribuire attivamente ai 17 SDG dell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite. Questi rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile per le complesse sfide sociali attuali e costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale. Eni identifica specifici indicatori qualitativi e quantitativi, riportati nel presente documento<sup>1</sup> al fine di monitorare e misurare il proprio contributo e indirizza secondo questi KPI il proprio business, dando evidenza in modo trasparente sia del valore generato che delle azioni di mitigazione delle esternalità negative eventualmente causate, con l'obiettivo costante di cogliere nuove opportunità di miglioramento.



<sup>1</sup> L'identificazione dei KPI è stata effettuata prendendo in considerazione sia il documento "An Analysis of the Goals and Targets" (pubblicato da GRI e da UN Global Compact) sia il documento "Mapping the oil and gas industry to the Sustainable Development Goals: An Atlas" (pubblicato da IPIECA).

# Governance ed etica di impresa

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

## CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE E ORGANI DI CONTROLLO DEL GRUPPO ENI<sup>(a)</sup>

		2019	2020 <sup>(b)</sup>	2021	2022	2023 <sup>(c)</sup>	SDG target
Componenti del CdA di Eni SpA	(numero)	9	9	9	9	9	16.7
Per ruolo							
esecutivi		1	1	1	1	1	
non esecutivi		8	8	8	8	8	
indipendenti <sup>(d)</sup>		7	7	7	7 <sup>(e)</sup>	7 <sup>(e)</sup>	
non indipendenti		2	2	2	2	2	
Per fasce d'età							
under 30					0	0	
30-50					2	1	
over 50					7	8	
Rappresentanti degli azionisti di minoranza		3	3	3	3	3	
Componenti del CdA donne		3	4	4	4	4	8.5
Riunioni annue del CdA di Eni SpA		13	15	13	16	15	
Partecipazione media alle riunioni del CdA di Eni SpA	(%)	100	100	100	97,9	96,3	
Sessioni annue di board induction/ongoing training del CdA di Eni SpA	(numero)	1	3 <sup>(f)</sup>	3 <sup>(g)</sup>	2 <sup>(g)</sup>	7 <sup>(h)</sup>	
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	29	26	24	24	28	5.5
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni <sup>(i)</sup>		37	37	43	38	43	5.5

(a) Per coerenza con la rappresentazione del bilancio 2023, per Gruppo Eni si intendono Eni SpA e le società consolidate con il metodo integrale controllate.

(b) Per la composizione, ci si riferisce al Consiglio di Eni SpA in carica dal 13 Maggio 2020.

(c) Per la composizione, ci si riferisce al Consiglio di Eni SpA in carica dal 10 Maggio 2023.

(d) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia.

(e) 7 Amministratori sono indipendenti anche ai sensi del Codice di Corporate Governance.

(f) Ulteriori sessioni di induction aperte a tutti gli Amministratori e Sindaci si sono tenute nell'ambito dei Comitati consiliari e in Collegio Sindacale.

(g) Ulteriori sessioni di induction aperte a tutti gli Amministratori e Sindaci si sono tenute nell'ambito dei Comitati consiliari.

(h) Con riferimento al numero di sessioni complessive svolte, delle quali n. 4 sessioni, aperte a tutti gli Amministratori e Sindaci, si sono tenute nell'ambito dei Comitati consiliari.

(i) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.

Il Consiglio di Amministrazione (CdA) e il Collegio Sindacale (CS) sono nominati dall'Assemblea degli Azionisti attraverso il meccanismo del voto di lista, per consentire la presenza di Consiglieri e Sindaci designati dagli azionisti di minoranza; i rispettivi Presidenti sono nominati dall'Assemblea con le maggioranze ordinarie. Tre consiglieri e due sindaci, fra cui il Presidente del CS, sono nominati da azionisti di minoranza<sup>2</sup>. Il CdA in carica è stato nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, fino all'approvazione del bilancio chiuso al 31 dicembre 2025. Per la nomina degli Amministratori, l'Assemblea ha potuto tener conto degli orientamenti espressi tempestivamente al mercato dal CdA uscente sulla propria composizione quantitativa e qualitativa ritenuta ottimale. Per maggiori approfondimenti sui suddetti orientamenti e sulle attività di autovalutazione svolte dal Consiglio di Amministrazione si rinvia alla ► **Relazione Finanziaria Annuale 2023**. Per quanto riguarda la diversità di genere, oltre il 44% dei componenti del CdA e il 40% dei componenti del CS (inclusa la relativa Presidente), appartiene al genere femminile. Il numero di Amministratori indipendenti presenti nel CdA è superiore alle previsioni statutarie, di legge e del Codice di Corporate Governance. In coerenza con la prassi avviata da diversi anni, all'inizio del nuovo mandato, Eni ha predisposto un programma di formazione ("Board Induction") a supporto del CdA e del CS, con sessioni di formazione su temi istituzionali, di business e di sostenibilità, sia in ambito consiliare sia

nei comitati e in CS basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. Per maggiori approfondimenti sulla Board Induction si rinvia alla ► **Relazione Finanziaria Annuale 2023** e alla ► **Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2023**. La normativa interna in materia di "Corporate Governance delle società di Eni", fermi gli obblighi di legge, prevede che nella scelta dei componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società controllate anche estere di Eni sia promossa, ove possibile, la diversità. In particolare, tale normativa indica la quota (diversa fra Italia ed estero) da riservare al genere meno rappresentato nella composizione degli organi sociali delle società controllate da Eni, in assenza di specifici obblighi di legge<sup>3</sup>. Nel 2023, la percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione e negli organi di controllo delle società controllate è aumentata rispetto al 2022, ed è pari rispettivamente al 28% e al 43%. Per maggiori approfondimenti sui ruoli e le responsabilità nella governance della sostenibilità in Eni nonché sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi si rinvia alla ► **Relazione Finanziaria Annuale 2023** e alla ► **Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2023**.

## REMUNERAZIONE

L'impegno strategico per la decarbonizzazione e per la sicurezza delle persone è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette, quindi, anche nei Piani di Incentivazione Variabile, destinati all'AD e al

management aziendale. In particolare: (i) il Piano di Incentivazione di Breve Termine include, in continuità con gli anni scorsi, un obiettivo relativo alla capacità installata incrementale delle fonti rinnovabili (peso 12,5%), nonché obiettivi di sostenibilità ambientale e capitale umano relativi alla riduzione delle emissioni nette GHG Upstream Scope 1 e 2 equity (peso 12,5%) e alla sicurezza del personale (peso 12,5%) attraverso l'indice Severity Incident Rate (SIR), che focalizza l'impegno del management sulla riduzione degli incidenti più gravi. Pertanto, il peso complessivo degli obiettivi di sostenibilità risulta pari al 37,5% per l'AD, mentre per il management aziendale varia in relazione alle responsabilità assegnate; (ii) il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario, in linea con quello precedente, supporta l'attuazione della strategia anche attraverso uno specifico obiettivo su temi di sostenibilità ambientale e di transizione energetica, articolato in traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione, sviluppo rinnovabili ed economia circolare, con un peso complessivo pari al 35%, sia per l'AD sia per tutto il management Eni destinatario del Piano. Nella tabella seguente sono riportate, per l'attuale e il precedente mandato: (i) la percentuale della remunerazione variabile collegata ad obiettivi di lungo termine rispetto alla remunerazione totale; (ii) la quota di remunerazione variabile di breve e lungo termine collegata ad obiettivi di sostenibilità, calcolata in caso di performance di sostenibilità di livello target e massimo nell'ambito di una performance complessiva di livello target.

		Politica Mandato 2020-2023		Politica Mandato 2023-2026	
		Target	Massimo	Target	Massimo
Remunerazione dell'AD collegata a obiettivi di lungo termine	(%)	55	65	55	65
Remunerazione variabile dell'AD collegata a obiettivi di sostenibilità		36	55	36	55

<sup>2</sup> Le previsioni dello Statuto di Eni assicurano alle minoranze (ossia agli azionisti diversi da quello di controllo) un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge.

<sup>3</sup> In particolare: a) nelle società controllate costituite in Italia, almeno due quinti dei componenti di ciascun organo sociale deve appartenere al genere meno rappresentato; b) nelle società controllate costituite all'estero, ove possibile, almeno un quinto dei componenti di ciascun organo sociale deve appartenere al genere meno rappresentato. In caso di società controllate con presenza di soci terzi di minoranza, salvo diversi accordi, il rispetto della quota del genere meno rappresentato è assicurato da Eni, quale controllante.



## PAY RATIO DELL'AD

Di seguito vengono riportati i pay ratio tra la remunerazione dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e la remunerazione mediana dei dipendenti Italia (principale sede operativa) e di tutti i dipendenti, calcolati in rife-

rimento sia alla remunerazione fissa sia alla remunerazione totale<sup>4</sup>. La remunerazione totale mediana di tutti i dipendenti è variata del 2,5% rispetto al 2022, mentre quella dell'AD/DG è variata del 32% riflettendo principalmen-

te la variazione dell'Incentivo di Lungo Termine azionario assegnato nel 2023, in relazione all'incremento del prezzo del titolo Eni all'assegnazione rispetto a quello di attribuzione (15,27 euro vs. 8,21 euro).

	2020	2021	2022	2023
<b>Dipendenti Italia</b>				
Rapporto tra la remunerazione fissa dell'AD/DG e la retribuzione fissa mediana dei dipendenti	37	36	35	<b>35</b>
Rapporto tra la remunerazione totale dell'AD/DG e la retribuzione totale mediana dei dipendenti	97	138	137	<b>172</b>
Rapporto tra la variazione percentuale annua della remunerazione totale dell'AD/DG e la variazione percentuale annua della retribuzione totale mediana dei dipendenti			0,83	<b>7,00</b>
<b>Tutti i dipendenti</b>				
Rapporto tra la remunerazione fissa dell'AD/DG e la retribuzione fissa mediana dei dipendenti	36	36	35	<b>36</b>
Rapporto tra la remunerazione totale dell'AD/DG e la retribuzione totale mediana dei dipendenti	97	141	140	<b>180</b>
Rapporto tra la variazione percentuale annua della remunerazione totale dell'AD/DG e la variazione percentuale annua della retribuzione totale mediana dei dipendenti			0,91	<b>12,86</b>

## VALORE ECONOMICO

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Valore economico generato	(milioni di euro)	71.565	45.638	78.092	134.232	<b>95.594</b>	<b>8.2 9.1 9.4 9.5</b>
Valore economico distribuito <sup>(a)</sup>		63.103	41.437	66.138	120.451	<b>89.878</b>	
di cui: costi operativi		50.874	33.551	55.549	102.529	<b>73.836</b>	
di cui: salari e stipendi per i dipendenti		2.996	2.863	2.888	3.015	<b>3.136</b>	
di cui: pagamenti ai fornitori di capitale		4.165	2.974	3.975	6.419	<b>6.623</b>	
di cui: pagamenti alla Pubblica Amministrazione		5.068	2.049	3.726	8.488	<b>6.283</b>	
Valore economico trattenuto		8.462	4.201	11.954	13.781	<b>5.716</b>	

(a) Per la voce Valore economico distribuito relativo al Community Investment si rimanda alla sezione [Investimenti per lo Sviluppo Locale](#).

Nel 2023, Eni ha generato un valore economico pari a circa €96 miliardi di cui sono stati distribuiti circa €90 miliardi, in particolare: 82% sono costi operativi, 7% pagamenti alla Pubblica Amministrazione, 7,5% pagamenti ai fornitori di capitale e 3,5% salari e stipendi per i dipendenti. Nel 2023, il Gruppo Eni ha ricevuto circa €286 milioni di

assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione. Tale ammontare include circa €140 milioni di crediti di imposta riconosciuti in Italia alle imprese energivore e gasivore, istituiti per far fronte ai maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del gas naturale ed energia elettrica e circa €30 milioni relativi al contributo pubblico europeo erogato al

settore Plenitude per lo sviluppo della rete di ricarica elettrica. Nel corso dell'anno, si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €7.413 milioni, l'ammontare relativo allo share buy-back e al pagamento dei dividendi è pari a €4.885 milioni e sono state pagate imposte per €6.283 milioni.

<sup>4</sup> La remunerazione totale comprende le componenti retributive monetarie variabili e i benefits valorizzati.

# Ricerca e Sviluppo

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Spesa in R&S	(milioni di euro)	194	157	177	164	166	9.5
di cui: relativa alla decarbonizzazione		102	74	114	114	135	
energie rinnovabili		23	10	18	17	17	
stoccaggio energetico <sup>(a)</sup> e fusione		5	9	13	16	15	
cattura, stoccaggio e conversione della CO <sub>2</sub>		13	9	17	21	23	
chimica da fonti rinnovabili		20	15	20	23	39	
idrogeno e nuovi vettori energetici		12	12	23	14	14	
ambiente <sup>(b)</sup>		5	5	9	5	7 <sup>(c)</sup>	
bioraffinazione		8	10	9	13	12	
efficienza e recupero energetico		16	4	5	5	8	
di cui: sicurezza e riduzione rischi		20	11	8	4	5	
di cui: altro tra cui efficienza operativa		72	72	55	46	26	
Valore tangibile generato da Ricerca e Innovazione Tecnologica		1.126	951	1.253	1.432	1.517	
Domande di primo deposito brevettuale <sup>(d)</sup>	(numero)	34	25	30	23	28	9.5
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		15	7	11	13	14	
Brevetti in vita		7.686	7.471	7.290	8.029	9.893	
Età media dei brevetti <sup>(e)</sup>	(anni)	9,8	9,2	8,9	9,2	9,6	
Numero di partnership in R&S <sup>(f)</sup>	(numero)	1.221	733	766	930	839	9.5
di cui: con università e centri di Ricerca		362	204	193	156	137	

(a) Comprende le tecnologie per l'accumulo di energia termica o elettrica per suo successivo utilizzo.

(b) Comprende le tecnologie volte al monitoraggio, la protezione e al mantenimento ambientale oltre a quelle di bonifica.

(c) Nella voce ambiente sono ricomprese le tecnologie volte alla riduzione del consumo d'acqua o al suo riutilizzo, anche attraverso rimozione di eventuali materiali inquinanti (circa €3 milioni nel 2023) e le tecnologie volte al monitoraggio, la protezione e al mantenimento ambientale, oltre a eventuale bonifica (circa €4,2 milioni nel 2023).

(d) I dati 2023 relativi ai nuovi primi depositi brevettuali, totali e da fonti rinnovabili, includono il contributo della società Novamont per un totale di 9, tutti relativi a fonti rinnovabili.

(e) Letà media del portafoglio brevettuale non conteggia i contributi derivanti da Novamont e Finproject, non essendo ancora stato completato il consolidamento del relativo dato.

(f) Le partnership considerano gli ordini di acquisto relativi a beni e servizi funzionali all'attività di R&S.

La ricerca e l'innovazione tecnologica rappresentano pilastri imprescindibili per Eni nel suo impegno a rendere l'accesso alle risorse energetiche più efficiente ed efficace, con l'obiettivo di ridurre l'impronta carbonica netta. Questa visione si basa sull'utilizzo sinergico delle competenze presenti in tutte le aree aziendali, orientate verso le sfide di un panorama energetico in continua evoluzione. Le direttive strategiche, che fungono da linee guida per l'impegno tecnologico di Eni, si articolano nei seguenti punti:

- **Decarbonizzazione dei processi:** questo obiettivo si focalizza su diverse strategie per ridurre l'impatto ambientale derivante dai processi industriali. Eni si impegna non solo a ridurre direttamente le emissioni di CO<sub>2</sub>, ma anche a sviluppare tecnologie per catturare e immagazzinare la CO<sub>2</sub>. Attraverso l'adozione di processi più efficienti e l'introduzione di vettori energetici a ridotta impronta carbonica, l'azienda mira a migliorare complessivamente l'efficienza ener-

getica e a promuovere l'adozione di soluzioni più sostenibili nell'intera catena di produzione energetica;

- **economia circolare e prodotti bio:** per abbracciare un approccio circolare, favorendo la trasformazione dei rifiuti e dei sottoprodotti in risorse utili. Attraverso la promozione della bioraffinazione e l'utilizzo di prodotti bio, l'azienda mira a ridurre la dipendenza dalle fonti non rinnovabili e a contribuire ad una mobilità più sostenibile. Inoltre, Eni si impegna a investire nella produzione di prodotti chimici a partire da materie prime provenienti da fonti rinnovabili e più sostenibili, con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale delle proprie attività;
- **energia rinnovabile e nuove tecnologie:** per sviluppare soluzioni energetiche sostenibili, con un focus particolare sulle energie rinnovabili e sulle tecnologie di stoccaggio energetico. L'azienda investe in progetti innovativi che sfruttano al meglio il potenziale di tali fonti, come

solare, marino ed eolico. Inoltre, Eni è pioniera nello sviluppo di tecnologie all'avanguardia come la fusione a confinamento magnetico, che potrebbe rivoluzionare il panorama energetico globale;

- **eccellenza operativa:** per raggiungere livelli ancora superiori di efficienza e sicurezza attraverso l'adozione di tecnologie all'avanguardia. L'azienda investe in sistemi automatizzati e digitali per ottimizzare i processi operativi, riducendo al contempo l'impatto ambientale e i costi operativi. Attraverso un costante miglioramento delle pratiche e dei protocolli di sicurezza, Eni mira a garantire un ambiente di lavoro sicuro e a promuovere una cultura aziendale orientata all'eccellenza e alla maggiore sostenibilità.

Le spese destinate alla ricerca e sviluppo sono allineate con quanto previsto nel piano strategico precedente, ammontando a circa €868 milioni nel periodo 2024-2027. Le priorità di investimento

riflettono la distribuzione storica delle spese degli ultimi cinque anni. Oltre al sostegno per l'ottimizzazione dell'efficienza e dei costi del business tradizionale, Eni dedica considerevole impegno al miglioramento delle tecnologie legate ai biocarburanti, ai nuovi vettori energetici, alla cattura e utilizzo della CO<sub>2</sub>, all'implementazione delle energie rinnovabili e alla ricerca nel campo della fusione a confinamento magnetico.

Nel corso del 2023, l'analisi del valore tangibile generato dall'applicazione di tecnologie innovative ha comportato benefici pari a €1.517 milioni, attestandosi sopra la media rispetto al quinquennio precedente. Nel settore upstream, le tecnologie hanno supportato diverse fasi operative, portando a un aumento dell'efficienza e a una riduzione dei costi. Ad esempio attraverso una suite di analisi avanzate, che ha trasformato radicalmente il processo di analisi petrofisiche, si è avuta una drastica accelerazione dei tempi di test e a una maggiore precisione nelle valutazioni dei parametri chiave del sottosuolo, così come sono state adottate tecnologie proprietarie per la simulazione dinamica, consentendo una migliore ottimizzazione delle

operazioni e una conseguente riduzione dei costi operativi complessivi. Parallelamente, nel settore downstream, si è assistito a un'ottimizzazione della catena di approvvigionamento, pretrattamento e trattamento presso le bioraffinerie. Complessivamente, queste tecnologie e iniziative hanno generato risparmi significativi sui costi operativi e miglioramenti sostanziali in termini di efficienza e sostenibilità, contribuendo alla missione di Eni di trasformare il settore energetico attraverso l'innovazione tecnologica.

Nell'ambito della gestione dell'Intellectual Property a sostegno dell'innovazione tecnologica, i risultati del 2023 e la consistenza del portafoglio dei titoli di Intellectual Property consolidano i dati relativi alle società Finproject SpA e Novamont SpA, recentemente acquisite da Versalis SpA. Nel 2023 è stato depositato un totale di 28 nuove domande di primo deposito brevettuale, derivanti dalla protezione dei risultati generati da attività di R&S interna anche con il concorso del network di collaborazioni esterne. Tra queste, le nuove domande di brevetto mirate direttamente allo sviluppo di tecnologie nel settore delle fonti rinnova-

bili (biocarburanti, solare e green chemistry) sono state 14. Oltre alle domande di brevetto, sono stati generati ulteriori 9 titoli di proprietà intellettuale relativi prevalentemente alla protezione mediante copyright di software relativi ad algoritmi di supporto alle operazioni in ambito Natural Resources. L'incremento del numero complessivo del portafoglio titoli di proprietà intellettuale (9.893 rispetto agli 8.029 del 2022) deriva solo parzialmente dalla generazione di nuovi titoli brevettuali a tutela del perimetro territoriale di interesse per i business Eni. Un contributo sostanziale all'accrescimento del portafoglio (più di 1.500 titoli IP) è derivato dalle operazioni di acquisizione volte al rafforzamento del posizionamento di Versalis nella chimica da fonti rinnovabili: Finproject, gruppo industriale leader italiano nel settore del compounding e nella produzione di manufatti ultraleggeri, e Novamont, leader mondiale nella produzione di bioplastiche e nello sviluppo di biochemical e bioprodotto. La marginale variazione dell'età media (9,6 anni rispetto a 9,2 del 2022) è ascrivibile alle fluttuazioni fisiologiche del portafoglio brevettuale.

# Neutralità carbonica al 2050

Per saperne di più ► [Eni for 2023 - A Just Transition](#)

## INDICATORI RELATIVI AI PRINCIPALI TARGET<sup>(a)</sup>

		2019	2020	2021	2022	2023	Obiettivo	SDG target
Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1+2)	(milioni tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	14,8	11,4	11,0	9,9	<b>8,9</b>	UPS Net Zero 2030	
Net Carbon Footprint Eni (Scope 1+2)		37,6	33,0	33,6	29,9	<b>26,1</b>	Eni Net Zero 2035	
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) <sup>(b)</sup>		501	439	456	419	<b>398</b>	Net Zero 2050	
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)	(gCO <sub>2</sub> eq./MJ)	68	68	67	66	<b>65,6<sup>(b)</sup></b>	Net Zero 2050	
Crediti di carbonio, incluse le Natural Climate Solutions	(Mt CO <sub>2</sub> /anno)	0	1,5	2	3	<b>5,9</b>	<25 2050	
Volume di idrocarburi inviati a flaring di routine (upstream) <sup>(c)</sup>	(miliardi Sm <sup>3</sup> )	1,2	1,0	1,2	1,1	<b>1,0</b>	zero 2025 (soggetto all'esecuzione dei progetti in Libia)	
Emissioni di metano da fuggitive upstream (Scope 1) <sup>(c)</sup>	(kton CH <sub>4</sub> )	21,9	11,2	9,2	7,2	<b>6,0</b>	-80% 2025 vs 2014 (raggiunto nel 2019)	
Intensità emissiva di metano (upstream) <sup>(c)</sup>	(%)	0,10	0,09	0,09	0,08	<b>0,06</b>	ben al di sotto di 0,2% 2025	
Capacità installata da fonti rinnovabili <sup>(d)</sup>	(MW)	190	351	1.188	2.256	<b>3.056</b>	>15 GW 2030	
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1	1,1	<b>1,65</b>	>5 milioni di tonnellate/anno 2030	<b>12.2 13.1</b>

(a) Ove non diversamente specificato, indicatori contabilizzati su base equity.

(b) Emissioni GHG associate al ciclo di vita (lifecycle) dei prodotti energetici venduti da Eni. Per maggiori informazioni si veda il GHG Statement.

(c) Contabilizzato sul 100% degli asset operati/cooperati.

(d) Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude.

Eni rendiconta le proprie emissioni GHG coerentemente con i principali standard internazionali e best practice di settore<sup>5</sup>. In particolare, le emissioni **Scope 1 e 2** sono contabilizzate sia in vista operata (100% delle emissioni da asset su cui Eni ha il controllo operativo), che in vista equity (per gli asset operati da Eni e quelli da terzi). Le emissioni **Scope 3** vengono rendicontate secondo le categorie definite dallo standard GHG Protocol/linee guida di settore IPIECA. La componente più rilevante per il settore Oil & Gas è costituita dalle emissioni legate al consumo finale dei prodotti venduti (c.d. categoria 11), che viene contabilizzata, in quota equity, sulla base del segmento di business prevalente (produzione venduta di idrocarburi upstream). A partire dal 2020, Eni ha affiancato al consueto approccio di rendicontazione, una metodologia di filiera<sup>6</sup> che consente una contabilizzazione integrata delle emissioni GHG (Scope 1+2+3) legate al ciclo di vita dei prodotti energetici<sup>7</sup> venduti da Eni (in ottica well to wheel) al netto dei carbon offset. I volumi dei prodotti energetici e le emissioni generate lungo l'intera catena del

valore sono quantificati in vista equity e sulla base di un perimetro esteso, che comprende sia le produzioni proprie sia i volumi acquistati da terzi. Eni ha adottato tale approccio per la definizione dei propri target di decarbonizzazione di medio-lungo termine, sia in termini di emissioni assolute, **Net GHG Lifecycle Emissions**, che di intensità emissiva, **Net Carbon Intensity**. Di seguito sono riportate le performance dei **principali indicatori relativi ai target di Eni**. Gli indicatori su base netta sono in vista equity, compensati tramite crediti di carbonio di elevata qualità, ovvero prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste<sup>8</sup>, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions - NCS. Gli indicatori in vista 100% operata includono il 100% delle emissioni di GHG sia su asset su cui Eni ha il controllo operativo, ovvero dove la Società ha il potere di implementare le proprie politiche e procedure operative (anche quando detiene meno del 100% del valore dell'asset), sia le società cooperate a controllo congiunto.

**NET CARBON FOOTPRINT UPSTREAM:** l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 degli asset upstream operati da Eni e da terzi, al netto degli offset (generati principalmente tramite Natural Climate Solutions ► [Iniziativa di Carbon Offset di Eni](#)). Nel 2023, l'indicatore è migliorato di circa il 10% rispetto al 2022. Il risultato ha beneficiato delle azioni di ottimizzazione ed efficientamento nella gestione operativa.

**NET CARBON FOOTPRINT ENI:** l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 delle attività operate da Eni e da terzi, al netto degli offset (generati principalmente tramite Natural Climate Solutions). Nel 2023, l'indicatore è migliorato di circa il 13% in virtù principalmente di un calo delle emissioni correlato ai business Power<sup>9</sup>, GGP, Upstream e Chimica.

**NET GHG LIFECYCLE EMISSIONS:** l'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG assolute Scope 1, 2 e 3 associate a tutti i prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da ter-

5 Es. WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative, a Corporate Accounting and Reporting Standard e IPIECA/API/IOGP Petroleum industry guideline for reporting greenhouse gas emissions 2011.

6 La metodologia è stata sviluppata con la collaborazione di esperti indipendenti ed è oggetto di progressivo miglioramento per riflettere le più recenti evoluzioni in materia di standard di rendicontazione delle emissioni.

7 Il perimetro non include il contributo del settore Chimico.

8 Per maggiori approfondimenti ► [Eni for 2023 - A Just Transition - Iniziativa di Carbon Offset di Eni](#).

9 Per effetto delle minori produzioni e della variazione della quota di partecipazione di Eni.

zi. Nel 2023, l'indicatore è in riduzione di circa il 5% rispetto al 2022, guidato principalmente dal calo delle vendite di gas del settore GGP. I crediti di carbonio hanno compensato 5,9 MtCO<sub>2</sub>eq. (vs. 3 MtCO<sub>2</sub>eq. nel 2022).

**NET CARBON INTENSITY:** l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le Net GHG Lifecycle Emissions e il contenuto di energia dei prodotti energetici venduti da Eni. Nel 2023 si registra una leggera riduzione dell'indicatore (-1%) grazie soprattutto al minor impatto emissivo del mix di portafoglio del gas di terzi e alla progressiva crescita della generazione di energia rinnovabile.

**CREDITI DI CARBONIO:** i crediti di carbonio utilizzati da Eni, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions (NCS), sono di elevata qualità, ovvero prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste. I crediti di carbonio utilizzati nel 2023 sono stati pari a 5,9 MtCO<sub>2</sub>eq., in aumento rispetto ai 3 MtCO<sub>2</sub>eq. del 2022. Nel 2023, sono state compensate da Plenitude emissioni pari a 2,4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq.<sup>10</sup>, utilizzando crediti di carbonio, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions.

**VOLUMI DI ROUTINE FLARING UPSTREAM:** i volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine in asset operati/cooperati upstream risultano in riduzione dell'8% rispetto al 2022, principalmente per gli interventi di efficientamento e flaring down in Egitto, Nigeria e Ghana.

**FUGGITIVE DI METANO UPSTREAM:** le emissioni fuggitive upstream risultano in miglioramento (riduzione di circa -30 ktCO<sub>2</sub>eq. rispetto al 2022) grazie all'implementazione delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair) svolte con cadenza periodica che oggi coprono il 99,7% degli asset gestiti da Eni, e si prevede una copertura completa entro il 2024.

**INTENSITÀ EMISSIVA DI METANO UPSTREAM:** le emissioni di metano upstream sono in significativa riduzione (-21%) rispetto al 2022 principalmente grazie alle campagne di monitoraggio effettuate, in linea con i requisiti della Oil & Gas Methane Partnership 2.0. Nel 2023 Eni ha ottenuto da United Nations Environment Programme (UNEP) il riconoscimento del livello di reporting "Gold Standard" OGMP 2.0. L'intensità emissiva di metano<sup>11</sup> risulta quindi in miglioramento, pari a 0,06% rispetto allo 0,08% del 2022, in linea con l'impegno di mantenimento ben al di sotto dello 0,2%.

**CAPACITÀ INSTALLATA DA FONTI RINNOVABILI:** il business delle rinnovabili nel 2023 ha raggiunto una capacità installata da fonti rinnovabili di 3,1 GW (+35% rispetto al 2022), in aumento di circa 0,8 GW rispetto al 31 dicembre 2022, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate in Spagna (Bonete) e negli Stati Uniti (Kellam), allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna e Kazakistan, nonché all'acquisizione di 3 impianti fotovoltaici negli Stati Uniti con una capacità totale pari a circa 0,38 GW (accordo firmato a dicembre 2023 e closing dell'operazione a febbraio 2024). La produzione di energia rinnovabile ha raggiunto i 4,2 TWh (+50% rispetto al 2022), principalmente grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente.

**CAPACITÀ DI BIORAFFINAZIONE:** la capacità di bioraffinazione è in aumento grazie all'acquisizione della partecipazione del 50% nella bioraffineria di Chalmette negli Stati Uniti. La produzione di biocarburanti è in aumento (+48% rispetto al 2022) beneficiando del contributo della bioraffineria di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela.

<sup>10</sup> Di queste, 1,6 MtCO<sub>2</sub>eq., legate al consumo di gas fatturato ai clienti di Plenitude al 30 settembre 2023, sono state compensate a febbraio 2024. Entro settembre 2024 verrà invece compensata la restante parte relativa al consumo di gas fatturato nel quarto trimestre del 2023.

<sup>11</sup> L'indicatore è calcolato come rapporto tra i volumi di emissioni dirette di metano upstream (da produzione di gas naturale e olio) e la produzione venduta di gas naturale degli asset operati/cooperati upstream.

EMMISSIONI DI GHG<sup>(a)</sup>

	2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
<b>Net GHG Emissions (Scope 1+2+3)<sup>(b)</sup></b>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)					
	<b>241</b>	<b>218</b>	<b>210</b>	<b>194</b>	<b>200</b>	
<b>Emissioni dirette di GHG (Scope 1)</b>	<b>41,20</b>	<b>37,76</b>	<b>40,08</b>	<b>39,39</b>	<b>38,69</b>	<b>13.1</b>
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da combustione e da processo	32,27	29,70	30,58	29,77	<b>28,67</b>	
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da flaring	6,49	6,13	7,14	6,71	<b>6,81</b>	
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da venting	1,88	1,64	2,12	2,72	<b>3,04</b>	
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da emissioni fuggitive di metano	0,56	0,29	0,24	0,20	<b>0,17</b>	
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) per settore						
Exploration & Production	22,75	21,10	22,29	21,53	<b>22,92</b>	
Global Gas & LNG Portfolio	0,25	0,36	1,01	2,09	<b>0,69</b>	
Refining & Marketing e Chimica	7,97	6,65	6,72	6,00	<b>5,69</b>	
Plenitude & Power	10,22	9,63	10,04	9,76	<b>9,36</b>	
Corporate ed altre attività	0,01	0,01	0,02	0,02	<b>0,02</b>	
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) per area geografica						
Italia	18,69	16,80	17,17	16,39	<b>15,67</b>	
Resto d'Europa	1,22	1,13	1,10	0,71	<b>0,68</b>	
Africa	18,45	17,24	19,24	19,57	<b>19,44</b>	
Americhe	0,67	0,41	0,37	0,40	<b>0,59</b>	
Asia e Oceania	2,17	2,18	2,20	2,32	<b>2,31</b>	
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) per gas						
CO <sub>2</sub>	39,37	36,12	38,44	37,89	<b>37,50</b>	
CH <sub>4</sub>	1,63	1,40	1,37	1,24	<b>0,98</b>	
N <sub>2</sub> O	0,20	0,25	0,27	0,27	<b>0,21</b>	
Indice di efficienza operativa (Scope 1+2)	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di boe)					
	31,41	31,64	31,95	32,67	<b>31,90</b>	<b>13.1</b>
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	19,58	19,98	20,19	20,64	<b>20,69</b>	<b>13.1</b>
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)	(gCO <sub>2</sub> eq./kWh <sub>eq.</sub> )					
	394	391,4	379,6	392,9	<b>389,0</b>	<b>13.1</b>
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di tonnellate)					
	248	248	228	233	<b>232</b>	<b>13.1</b>
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate CH <sub>4</sub> )					
	65,3	55,9	54,5	49,6	<b>39,1</b>	<b>13.1</b>
Volumi di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm <sup>3</sup> )					
	1,9	1,8	2,2	2,1	<b>2,1</b>	<b>13.1</b>
Produzione di idrocarburi in equity	(kboe/giorno)					
	1.871	1.733	1.682	1.610	<b>1.692</b>	
Produzione lorda di idrocarburi 100% operata	(milioni boe)					
	1.114	1.009	1.041	980	<b>1.034</b>	
Emissioni di CO <sub>2</sub> da impianti Eni soggetti all'EU ETS <sup>(c)</sup>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)					
	19,57	17,32	17,74	16,72	<b>16,03</b>	
Quote allocate agli impianti Eni soggetti all'EU ETS <sup>(c)</sup>	7,73	6,84	5,32	4,95	<b>4,48</b>	
<b>Emissioni indirette di GHG (Scope 2)</b>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)					
	<b>0,69</b>	<b>0,73</b>	<b>0,81</b>	<b>0,79</b>	<b>0,73</b>	<b>13.1</b>
<b>Emissioni indirette di GHG (Scope 3)</b>						<b>13.1</b>
da utilizzo di prodotti venduti <sup>(d)</sup>	204	185	176	164	<b>174</b>	
da lavorazione di prodotti venduti	11,8	11,6	11,1	9,9	<b>10,5</b>	
da energia elettrica (commercializzata) <sup>(e)</sup>	6,3	6,0	6,1	1,7	<b>1,4</b>	
da beni e servizi acquistati (catena di fornitura)	2,0	1,3	1,4	1,5	<b>1,7</b>	
da trasporto e distribuzione prodotti	1,6	1,3	1,4	1,3	<b>1,3</b>	
da trasferte e spostamenti casa-lavoro dipendenti	0,2	0,2	0,1	0,1	<b>0,1</b>	
da altri contributi	0,5	0,4	0,4	0,4	<b>0,4</b>	
Produzione vendite di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)					
	256	622	585	428	<b>635</b>	<b>12.2 13.1</b>
Emissioni di GHG evitate grazie alla produzione di energia elettrica da rinnovabili di Plenitude	(migliaia di tonnellate CO <sub>2</sub> eq.)					
	22,7	187	512	1.211	<b>1.541,5</b>	

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati/cooperati. Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) cooperate relative al settore Upstream ammontano nel 2023 a ca. 15,4 milioni di tonnellate.

(b) Net Carbon Footprint Eni (Scope 1+2) più emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti; contabilizzato su base equity.

(c) In continuità con gli anni precedenti, il 2023 include anche il contributo UK.

(d) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream venduta in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA (associazione senza fini di lucro dell'O&G per le questioni ambientali e sociali).

(e) Dal 2022 il calcolo tiene conto della ripartizione geografica delle vendite di energia elettrica e del contributo delle vendite di energia certificata tramite Garanzie di Origine, come immessa in rete e prodotta da impianti alimentati al 100% da fonti rinnovabili. Per maggiori dettagli si veda il GHG Statement.

Di seguito una sintesi delle performance relative ai principali indicatori emissivi a livello di gruppo e linea di business. Da questo ciclo di reporting, Eni ha introdotto l'indicatore **Net GHG Emissions Scope 1+2+3**, contabilizzato in vista equity, e non associato ad alcun target aziendale. L'indicatore è calcolato come la somma delle emissioni GHG nette Scope 1, 2 e delle emissioni Scope 3 da utilizzo dei prodotti venduti (cat. 11 - calcolata sulla base della produzione in quota equity di idrocarburi upstream). Nel 2023 le **Net GHG Emissions (Scope 1+2+3)** sono risultate sostanzialmente in linea (+3%) rispetto al 2022 (► **Eni For 2023 - A Just Transition - Neutralità Carbonica**). Le **emissioni dirette di GHG Scope 1 Eni** derivanti dalle attività operate/cooperate nel 2023 sono state pari a 38,7 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq. in lieve riduzione rispetto al 2022, principalmente per effetto del calo delle emissioni nei business Chimica, Power e GGP, in parte compensato dall'incremento nel settore Upstream. Le **emissioni indirette GHG Scope 2 Eni** nel 2023 sono diminuite dell'8% circa rispetto al 2022, per i minori consumi del settore Chimica e Upstream. Tali emissioni sono legate agli acquisti di energia da terzi e destinata al consumo degli asset operati e per Eni sono marginali in quanto la generazione elettrica avviene prevalentemente tramite proprie installazioni. Le **emissioni indirette GHG Scope 3 Eni** vengono contabilizzate in accordo alle linee guida IPIECA, che prevedono un'analisi per attività. Tra queste, le emissioni GHG

legate al consumo finale dei prodotti venduti (cd. Scope 3, categoria 11 end-use) costituiscono il contributo più rilevante, e vengono calcolate sulla base della produzione upstream in quota equity. Nel 2023 le emissioni Scope 3, categoria 11 end-use, sono aumentate del 6% rispetto al 2022 principalmente per l'aumento della produzione upstream. Per le altre categorie di emissioni Scope 3, l'andamento è sostanzialmente costante nel periodo 2016-2023 e il dettaglio è fornito nel GHG Statement.

## EXPLORATION & PRODUCTION

Le **emissioni dirette di GHG (Scope 1) degli asset operati/cooperati upstream** sono circa 23 MtCO<sub>2</sub>eq., in aumento del 6,5% rispetto al 2022, principalmente per l'aumento della produzione e variazioni nel perimetro. Le **emissioni dirette di GHG (Scope 1) cooperate relative al settore Upstream** ammontano per il 2023 a ca. 15,4 MtCO<sub>2</sub>eq. L'indice operato/cooperato di **intensità emissiva GHG Scope 1** è sostanzialmente stabile rispetto al 2022 (in riduzione del 23% rispetto al 2014). Si specifica che, nonostante gli sforzi profusi dal Gruppo negli ultimi anni volti al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione del presente indicatore al 2025 del 43% rispetto al 2014, il Covid e la realizzazione dei Progetti di flaring Down e CCS in Libia, attualmente in esecuzione dalla società Mellitah Oil and Gas, cooperativa Eni e NOC, ne hanno rallentato il conseguimento,

causando un ritardo rispetto alle tempistiche inizialmente previste.

## GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

Le **emissioni dirette di GHG (Scope 1)**, pari a 0,69 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq., sono in riduzione rispetto al 2022 per l'uscita dal perimetro di rendicontazione operato dei gasdotti TTPC (Trans Tunisian Pipeline Company) e TMPC (Trans Mediterranean Pipeline Company).

## REFINING & MARKETING E CHIMICA

Le **emissioni dirette di GHG (Scope 1)** hanno registrato una riduzione (-5%) rispetto al 2022, grazie principalmente al settore della Chimica, a seguito del nuovo assetto di Porto Marghera. Le emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) delle raffinerie risultano sostanzialmente stabili rispetto al 2022.

## PLENITUDE E POWER

Le **emissioni dirette di GHG (Scope 1)** registrano una riduzione del 4% rispetto al 2022 in linea con i minori livelli produttivi delle centrali power. L'indice relativo alle emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower) è in miglioramento rispetto al 2022 per effetto degli assetti produttivi.

## BIOFEEDSTOCK ANNO 2023 UTILIZZATE NELLE BIORAFFINERIE ENI IN ITALIA

Paese	Tipologia	FEEDSTOCK VENEZIA+GELA (KTON) <sup>(a)</sup>
Italia	Olio di soia o girasole	10
India	Olio di canola, ricino o cotone	2
Altro	Olio di canola, ricino o cotone	3
Indonesia	Rifiuti e residui (Oli vegetali esausti, residui oleosi derivanti da lavorazioni di oli vegetali e altri processi industriali)	422
Malesia	Rifiuti e residui (Oli vegetali esausti, residui oleosi derivanti da lavorazioni di oli vegetali e altri processi industriali)	121
Italia	Rifiuti e residui (Oli vegetali esausti, residui oleosi derivanti da lavorazioni di oli vegetali e altri processi industriali)	21
Cina	Rifiuti e residui (Oli vegetali esausti, residui oleosi derivanti da lavorazioni di oli vegetali e altri processi industriali)	18
Altro	Rifiuti e residui (Oli vegetali esausti, residui oleosi derivanti da lavorazioni di oli vegetali e altri processi industriali)	5
<b>TOTALE</b>		<b>602,6</b>

(a) Feedstock relativi alle produzioni vendute nel 2023 certificate sostenibili con Proof Of Sustainability (POS, come previsto dagli schemi di certificazione) emesse durante l'anno 2023.

Nell'ambito dell'approccio responsabile sul tema della biomassa<sup>12</sup> Eni si impegna alla trasparenza e divulgazione delle informazioni relative alle biomasse utilizzate e al Paese di provenienza comunicando annualmente queste informazioni. Nel corso del 2023 Eni ha completato l'acquisizione del 50% della bioraffineria St. Bernard Renewables negli USA attraverso la creazione di una JV dedicata

con PBF. La bioraffineria ha iniziato la produzione a giugno 2023 e nel corso dell'anno i feedstock utilizzati, provenienti per oltre l'85% dagli USA, sono stati oli vegetali (soia e mais), oli vegetali esausti e grassi animali. Si segnala inoltre che Versalis nel 2023 presso il sito di Crescentino ha utilizzato per alimentare la caldaia a biomassa circa 121 kton di cippato di legno e per la produzione di bioetanolo

sono state impiegate circa 12 kton di cippato di legno oltre che 1,5 kton di paglia di grano, 1,1 kton di permeato caseario, tutte di origine Italia. Inoltre, nel sito Versalis di Mantova sono state impiegate per uso formulativo circa 64 ton di olio di girasole da semi di origine Italia e/o UE lavorati in Italia oppure ottenuto da olio grezzo di origine UE o extra UE raffinato in Italia.

<sup>12</sup> Per la posizione Eni sulle biomasse si veda: <https://www.eni.com/it-IT/sostenibilita/decarbonizzazione/biomasse.html>.

## EFFICIENZA ENERGETICA

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Energia elettrica prodotta per tipologia di fonte	(TWh)	27,251	26,352	28,736	29,024	<b>29,602</b>	<b>7.1</b>
di cui: da gas naturale		25,305	24,555	27,219	24,352	<b>24,209</b>	
di cui: prodotti petroliferi		1,879	1,473	0,920	1,969	<b>1,191</b>	
di cui: da rinnovabili <sup>(a)</sup>		0,067	0,324	0,597	2,702	<b>4,202</b>	
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	112,7	124,8	116,4	115,5	<b>123,0</b>	<b>7.3</b>
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	1,39	1,52	1,45	1,41	<b>1,45</b>	<b>7.3 12.2</b>
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)	(tep/MWheq.)	0,17	0,17	0,16	0,18	<b>0,16</b>	<b>7.3</b>
Consumo di fonti primarie	(milioni di GJ)	538,8	515,3	529,1	484,4	<b>497,5</b>	<b>12.2</b>
di cui: gas naturale/fuel gas		426,1	421,8	429,0	395,1	<b>413,9</b>	
di cui: altre fonti primarie		112,8	93,4	100,1	89,3	<b>83,6</b>	
Energia primaria acquistata da altre società		15,7	20,2	21,7	17,6	<b>17,1</b>	<b>12.2</b>
di cui: energia elettrica		13,0	16,9	18,3	15,1	<b>15,0</b>	
di cui: altre fonti <sup>(b)</sup>		2,7	3,3	3,4	2,5	<b>2,0</b>	
Consumo di idrogeno		0,0	1,8	1,7	1,3	<b>1,6</b>	
Consumo totale di energia		554,6	537,3	552,5	503,2	<b>516,2</b>	
Consumo di energia da fonti rinnovabili		0,4	0,9	1,5	1,2	<b>1,3</b>	
di cui: energia elettrica da fotovoltaico		0,4	0,7	0,6	0,0	<b>0,1</b>	
di cui: biomasse		0,0	0,2	0,9	1,1	<b>1,2</b>	
Export di energia elettrica ad altre società		147,7	167,7	183,0	177,8	<b>192,7</b>	
Export di calore e vapore ad altre società		5,3	5,7	5,4	5,7	<b>5,2</b>	
Risparmi di combustibile a regime derivante da progetti di energy saving	(migliaia di tep/anno)	303	287	391	423	<b>394</b>	<b>7.3</b>

(a) Il perimetro del dato è in operatorship coerentemente con gli altri dati HSE e differisce da quello pubblicato nella Dichiarazione Non Finanziaria rappresentato in equity, in linea con l'obiettivo di Eni su capacità installata da fonti rinnovabili.

(b) Sono compresi il vapore, il calore e l'idrogeno.

Nel 2023 i consumi di fonti primarie di Eni sono complessivamente aumentati per l'ingresso di nuovi asset upstream in Algeria (in Amenas e in Salah), con incremento dei consumi di fuel gas. L'energia totale consumata è stata pari a 516,2 milioni di GJ, di cui Exploration & Production (E&P) 234 milioni di GJ, Plenitude & Power 159 milioni di GJ, R&M e Chimica 110 milioni di GJ, Global Gas & LNG Portfolio 12 GJ e Corporate e Altre attività 1,4 milioni di GJ. Gli interventi di efficienza energetica effettuati nell'anno consentono un risparmio effettivo di energia primaria rispetto ai consumi di baseline di oltre 394 ktep/

anno derivanti principalmente da progetti in ambito upstream (oltre l'86%), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 1 milione di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq. Se si considerano anche le emissioni Scope 2, ovvero derivanti da energia elettrica e termica acquistate, il risparmio netto di CO<sub>2</sub> derivante da progetti di energy saving ammonta a circa 1,03 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq. A tale risultato ha contribuito in maniera preponderante il settore E&P, con 68 iniziative di efficienza energetica (applicate in 14 società di 12 Paesi), che consentono un risparmio di combustibili pari a circa 340 ktep/anno. Gli

interventi più rilevanti hanno riguardato il revamping di unità di compressione gas per export o re-iniezione, adeguamenti di equipment a nuove condizioni operative, integrazione termica tra impianti limitrofi, ottimizzazione dei network di produzione, ottimizzazione nella gestione del sistema di generazione di energia elettrica ed elettrificazione con import dalla rete elettrica nazionale. All'interno del Piano sono monitorati anche altri interventi di riduzione delle emissioni GHG di scopo 1 da combustione stazionaria quali: sostituzione combustibile (es. diesel vs fuel gas) ed energie rinnovabili.



# Eccellenza operativa

## PERSONE

Per saperne di più ► [Eni for 2023 - A Just Transition](#)

## OCUPAZIONE

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
<b>Dipendenti al 31 dicembre<sup>(a)</sup></b>	(numero)	<b>31.321</b>	<b>30.775</b>	<b>31.888</b>	<b>31.376</b>	<b>32.321</b>	<b>8.5</b>
Uomini		23.731	23.216	23.528	22.949	<b>23.472</b>	
Donne		7.590	7.559	8.360	8.427	<b>8.849</b>	<b>5.1</b>
Italia		21.078	21.170	20.632	20.471	<b>21.336</b>	
A tempo indeterminato		21.055	21.162	20.512	20.340	<b>21.168</b>	
A tempo determinato		23	8	120	131	<b>168</b>	
Part-time		415	359	324	287	<b>261</b>	
Full-time		20.663	20.811	20.308	20.184	<b>21.075</b>	
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, ecc.)		92	65	100	259	<b>329</b>	
Estero		10.243	9.605	11.256	10.905	<b>10.985</b>	
Africa		3.371	3.143	3.189	2.867	<b>2.711</b>	
A tempo indeterminato		3.084	2.908	2.946	2.635	<b>2.425</b>	
A tempo determinato		287	235	243	232	<b>286</b>	
Part-time		0	0	0	0	<b>0</b>	
Full-time		3.371	3.143	3.189	2.867	<b>2.711</b>	
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, ecc.)		1.791	1.747	1.816	1.748	<b>1.676</b>	
Americhe		1.005	925	1.731	1.872	<b>1.930</b>	
A tempo indeterminato		964	891	1.577	1.623	<b>1.780</b>	
A tempo determinato		41	34	154	249	<b>150</b>	
Part-time		0	0	125	156	<b>1</b>	
Full-time		1.005	925	1.606	1.716	<b>1.929</b>	
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, ecc.)		18	18	23	8	<b>82</b>	
Asia		2.662	2.432	2.786	2.520	<b>2.506</b>	
A tempo indeterminato		2.386	2.201	2.521	2.267	<b>2.270</b>	
A tempo determinato		276	231	265	253	<b>236</b>	
Part-time		0	0	11	14	<b>1</b>	
Full-time		2.662	2.432	2.775	2.506	<b>2.505</b>	
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, ecc.)		322	300	566	321	<b>336</b>	
Australia e Oceania		88	87	88	89	<b>101</b>	
A tempo indeterminato		88	87	88	89	<b>101</b>	
A tempo determinato		0	0	0	0	<b>0</b>	
Part-time		5	4	4	4	<b>4</b>	
Full-time		83	83	84	85	<b>97</b>	
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, ecc.)		3	2	3	2	<b>4</b>	
Resto d'Europa		3.117	3.018	3.462	3.557	<b>3.737</b>	
A tempo indeterminato		2.994	2.916	3.369	3.470	<b>3.639</b>	
A tempo determinato		123	102	93	87	<b>98</b>	
Part-time		116	122	125	114	<b>109</b>	
Full-time		3.001	2.896	3.337	3.443	<b>3.628</b>	
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, ecc.)		329	262	320	354	<b>366</b>	

(segue)

## OCCUPAZIONE (segue)

	2019	2020	2021	2022	2023	SDG target	
<b>Dipendenti all'estero per tipologia:</b>	(numero)						
Locali	8.320	8.327	9.951	9.521	<b>9.486</b>	<b>8.5 10.1</b>	
Espatriati italiani	1.360	968	992	1.001	<b>1.001</b>		
Espatriati internazionali (inclusi Third Country National)	563	310	313	383	<b>498</b>		
<b>Dipendenti per settore<sup>(b)</sup>:</b>							
Exploration & Production	10.248	9.794	9.392	8.689	<b>8.785</b>		
Global Gas & LNG Portfolio	646	634	698	712	<b>512</b>		
Refining & Marketing and Chemicals	11.019	10.872	12.472	12.513	<b>13.463</b>		
Plenitude & Power	2.020	2.058	2.429	2.759	<b>2.983</b>		
Corporate e Altre attività	7.388	7.417	6.897	6.703	<b>6.578</b>		
<b>Anzianità lavorativa</b>	(anni)	<b>17,41</b>	<b>17,79</b>	<b>16,96</b>	<b>16,42</b>	<b>15,24</b>	
<b>Dipendenti all'estero locali</b>	(%)	<b>81</b>	<b>87</b>	<b>88</b>	<b>87</b>	<b>86</b>	
<b>Dipendenti all'estero locali per categoria professionale:</b>	(numero)					<b>8.5</b>	
Dirigenti	46	46	63	64	<b>62</b>		
Quadri	1.659	1.791	1.967	1.870	<b>1.801</b>		
Impiegati	4.606	4.518	4.617	4.697	<b>4.771</b>		
Operai	2.009	1.972	3.304	2.890	<b>2.852</b>		
Dirigenti e quadri locali all'estero	(%)	16,65	19,13	18,03	17,73	<b>18,27</b>	<b>8.5 10.1</b>
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità	17,3	18,6	20,6	19,8	<b>19,1</b>		
<b>Dipendenti locali nel settore Upstream</b>						<b>8.5 10.1</b>	
di cui: presenza storica	86	92	90	91	<b>90</b>		
di cui: nuovo ingresso	30	37	48	48	<b>48</b>		
<b>Dipendenti nelle consociate non consolidate e consolidate proporzionali<sup>(c)</sup></b>	(numero)	<b>29.542</b>	<b>29.770</b>	<b>29.585</b>	<b>28.736</b>	<b>29.142</b>	
di cui: locali	28.810	29.199	29.001	28.009	<b>28.510</b>		
<b>Dipendenti a tempo indeterminato</b>		<b>30.571</b>	<b>30.165</b>	<b>31.111</b>	<b>30.424</b>	<b>31.383</b>	<b>8.5</b>
di cui: uomini	23.228	22.826	23.001	22.299	<b>22.788</b>		
di cui: donne	7.343	7.339	8.110	8.125	<b>8.595</b>		
<b>Dipendenti a tempo determinato</b>		<b>750</b>	<b>610</b>	<b>777</b>	<b>952</b>	<b>938</b>	<b>8.5</b>
di cui: uomini	503	390	527	650	<b>684</b>		
di cui: donne	247	220	250	302	<b>254</b>		
<b>Dipendenti full-time</b>		<b>30.785</b>	<b>30.290</b>	<b>31.423</b>	<b>30.801</b>	<b>31.945</b>	<b>8.5</b>
di cui: uomini	23.693	23.175	23.472	22.875	<b>23.429</b>		
di cui: donne	7.092	7.115	7.951	7.926	<b>8.516</b>		
<b>Dipendenti part-time</b>		<b>536</b>	<b>485</b>	<b>465</b>	<b>575</b>	<b>376</b>	<b>8.5</b>
di cui: uomini	38	41	56	74	<b>43</b>		
di cui: donne	498	444	409	501	<b>333</b>		
<b>Lavoratori non dipendenti (lavoratori atipici interinali)</b>		<b>2.555</b>	<b>2.394</b>	<b>2.828</b>	<b>2.692</b>	<b>2.793</b>	
di cui: uomini	2.039	1.928	2.218	2.075	<b>2.109</b>		
di cui: donne	516	466	610	617	<b>684</b>		
<b>Età media</b>	(anni)	<b>45,4</b>	<b>45,8</b>	<b>45,1</b>	<b>45,1</b>	<b>44,7</b>	
<b>Assunzioni a tempo indeterminato<sup>(d)</sup></b>	(numero)	<b>1.855</b>	<b>607</b>	<b>967</b>	<b>1.796</b>	<b>1.949</b>	<b>8.5</b>
Italia	1.254	346	458	1.096	<b>1.329</b>		
Estero	601	261	509	700	<b>620</b>		
Africa	72	31	40	62	<b>20</b>		
Americhe	129	23	84	91	<b>96</b>		
Asia	24	9	103	127	<b>85</b>		
Australia e Oceania	4	0	4	8	<b>15</b>		
Resto d'Europa	372	198	278	412	<b>404</b>		

(segue)

## OCCUPAZIONE (segue)

	2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
<b>Tasso di Turnover<sup>(e)</sup></b>	(%)	<b>9,8</b>	<b>6,1</b>	<b>10,5</b>	<b>12,6</b>	<b>12,5</b>
Italia		8,7	5,4	9,3	11,5	<b>11,3</b>
Estero		12,5	8,1	13,5	14,9	<b>15,1</b>
Africa		4,8	3,2	5,0	4,3	<b>3,1</b>
Americhe		20,9	11,2	25,5	16,9	<b>19,9</b>
Asia		4,5	2,6	11,9	15,4	<b>14,7</b>
Australia e Oceania		6,9	1,1	10,2	18,4	<b>29,9</b>
Resto d'Europa		20,6	14,5	18,8	21,4	<b>20,9</b>
<b>Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato<sup>(d)</sup></b>	(numero)	<b>1.198</b>	<b>1.323</b>	<b>2.275</b>	<b>2.215</b>	<b>1.942</b>
di cui: dimissioni		441	364	602	836	<b>622</b>
di cui: pensionamenti		664	764	1.542	1.247	<b>1.059</b>
di cui: numero di licenziamenti		72	140	86	87	<b>231</b>
di cui: altro		21	55	45	45	<b>30</b>

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(b) La rappresentazione dei dipendenti per settore è stata aggiornata a seguito della ridefinizione della "Segment Information", ai fini della reportistica finanziaria.

(c) Il calcolo dei dipendenti nelle consociate non consolidate tiene conto dei dipendenti totali e non solo dei dipendenti in quota Eni.

(d) Dal momento che le assunzioni e risoluzioni a Tempo Determinato fanno riferimento ad uno strumento che permette di gestire con flessibilità le esigenze di business e spesso avvengono entro l'arco dell'anno, nella reportistica di sostenibilità storicamente sono stati forniti i dati delle assunzioni e risoluzioni a Tempo Indeterminato che rappresentano le dimensioni reali di efficienza gestionale dell'azienda.

(e) Rapporto tra il numero delle Assunzioni + Risoluzioni dei contratti a Tempo Indeterminato e l'occupazione a Ruolo a Tempo Indeterminato dell'anno precedente.

## DIPENDENTI PER CATEGORIE PROFESSIONALI, FASCE D'ETÀ E GENERE

	2019			2020			2021 <sup>(a)</sup>			2022			2023		
	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)
Totale	75,8	24,2	31.321	75,4	24,6	30.775	75,18	24,82	29.942	73,14	26,86	31.376	72,62	27,38	<b>32.321</b>
Dirigenti	83,7	16,3	1.021	83,7	16,3	965	83,39	16,61	939	82,49	17,51	948	81,83	18,17	<b>941</b>
Under 30			0			0			0			0			<b>0</b>
30-50	79,1	20,9	354	79,1	20,9	354	79,29	20,71	309	78,85	21,15	364	77,58	22,42	<b>330</b>
Over 50	86,4	13,6	667	86,4	13,6	611	85,40	14,60	630	84,76	15,24	584	84,12	15,88	<b>611</b>
Quadri	72,3	27,7	9.387	72,3	27,7	9.172	71,49	28,51	9.053	70,33	29,67	9.056	69,66	30,34	<b>9.258</b>
Under 30	57,8	42,2	45	58,3	41,7	48	62,26	37,74	53	53,06	46,94	49	50	50	<b>56</b>
30-50	67,9	32,1	4.638	67,9	32,1	4.734	67,30	32,70	4.716	66,45	33,55	5.219	65,66	34,34	<b>5.451</b>
Over 50	77,8	22,2	4.704	77,1	22,9	4.390	76,21	23,79	4.284	75,90	24,10	3.788	75,77	24,23	<b>3.751</b>
Impiegati	70,2	29,8	16.050	70,1	29,9	15.941	70,13	29,87	15.355	69,27	30,73	15.479	69,23	30,77	<b>16.140</b>
Under 30	65,1	34,9	1.465	63,8	36,2	1.252	64,29	35,71	1.193	62,24	37,76	1.393	61,73	38,27	<b>1.782</b>
30-50	71,4	28,6	8.827	71,3	28,7	9.327	70,40	29,60	8.694	69,75	30,25	9.031	69,19	30,81	<b>9.407</b>
Over 50	69,7	30,3	5.758	69,7	30,3	5.362	70,98	29,02	5.468	70,35	29,65	5.055	72,01	27,99	<b>4.951</b>
Operai	98,0	2,0	4.863	97,9	2,1	4.697	97,65	2,35	4.595	98,14	1,86	5.893	98,90	1,10	<b>5.982</b>
Under 30	96,6	3,4	805	96,2	3,8	737	94,36	5,64	815	98,25	1,75	1.329	97,74	2,26	<b>1.402</b>
30-50	98,1	1,9	2.827	98,1	1,9	2.810	98,33	1,67	2.510	98,08	1,92	3.189	98,06	1,94	<b>3.239</b>
Over 50	98,6	1,4	1.231	98,5	1,5	1.150	98,43	1,57	1.270	91,56	8,44	1.375	89,93	10,07	<b>1.341</b>

(a) I dati 2021 riportati nelle tabelle seguenti non sono inclusivi del gruppo Finproject acquisito nel corso del IV trimestre 2021.

## ASSUNZIONI

	2019			2020			2021			2022			2023		
	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)
Assunzioni a tempo indeterminato	67,7	32,3	1.855	65,4	34,6	607	69,1	30,9	871	63,1	36,9	1.796	60,9	39,1	1.949
Under 30	70,7	29,3	933	63,5	36,5	211	71,0	29,0	411	67,1	32,9	841	62,2	37,8	900
30-50	63,1	36,9	822	66,5	33,5	370	67,1	32,9	410	59,7	40,3	903	59,4	40,6	946
Over 50	77,0	23,0	100	65,4	34,6	26	70	30	50	59,6	40,4	52	62,1	37,9	103

## TURNOVER

	2019			2020			2021			2022			2023		
	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)	Uomini (%)	Donne (%)	Totale (numero)
Turnover	9,1	12,2	9,8	6,0	6,6	6,1	9,4	11,3	9,9	11,3	16,2	12,6	10,9	16,8	12,5
Under 30	48,7	78,4	54,8	11,7	19,9	13,6	25,2	33,3	27,2	41,5	56,4	45,9	36,4	50,9	40,8
30-50	5,8	10,7	7,0	3,6	5,0	3,9	4,8	6,2	5,1	7,0	11,8	8,3	7,2	12,9	8,8
Over 50	7,4	5,4	6,9	8,5	6,4	8,0	13,1	14,7	13,4	12,0	13,2	12,2	11,0	14,1	11,8

OCCUPAZIONE E DIVERSITY<sup>13</sup>

**Overview** L'occupazione complessiva è pari a 32.321<sup>14</sup> persone di cui 21.336 in Italia (66% dell'occupazione) e 10.985 all'estero (34% dell'occupazione). Nel 2023 l'occupazione a livello mondo cresce di +945 persone rispetto al 2022, pari al +3%, con un incremento concentrato in Italia (+865 dipendenti) e all'estero (+80 dipendenti). L'incremento dell'occupazione complessiva è sostanzialmente riconducibile ad operazioni di M&A (acquisizioni in ambito Energy Evolution, parzialmente compensate da cessioni in ambito Natural Resources). Nel 2023, la presenza femminile ha registrato un incremento rilevante di +0,5 punti percentuali vs. il 2022 con una contestuale crescita anche nelle posizioni di responsabilità (+0,7 punti percentuali verso il 2022). Il numero dei dipendenti non italiani in posizione di responsabilità negli ultimi anni si attesta mediamente a ca. il 20%; il dato 2023 è sostanzialmente in linea rispetto al 2022, con una leggera flessione di -0,7 p.p. anche a causa delle operazioni M&A. La popolazione Eni è composta da 110 nazionalità diverse. In Italia, nel 2023, si sono registrate 70 nuove assunzioni di personale appartenente a categorie protette (Legge 68/99), per un totale di risorse a ruolo Eni e in società controllate di circa 670. Inoltre, Eni ha sottoscritto impegni istituzionali per l'inserimento, nell'arco dei prossimi anni, di ca. 120 risorse, impegno

che sarà ulteriormente incrementato fino a ca. 250 risorse. Nel 2023 il tasso di assenteismo<sup>15</sup> è pari al 2,75% per le donne (3,41 nel 2022) e 2,95% per gli uomini (3,83 nel 2022).

**Assunzioni** Complessivamente, nel 2023 sono state effettuate 2.630 assunzioni (+4,2% ca. vs. 2022) di cui 1.949 con contratti a tempo indeterminato (+8,5% ca. vs. 2022). Circa il 46% delle assunzioni a tempo indeterminato ha interessato dipendenti fino ai 30 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 64% ha riguardato la Direzione Energy Evolution (1.678 di cui 1.267 a tempo indeterminato e 411 a tempo determinato), il 18% ha riguardato la Direzione Natural Resources (totale 467 di cui 306 a tempo indeterminato e 161 a tempo determinato) e il rimanente 18% Support Functions (totale 485 di cui 376 a tempo indeterminato e 109 a tempo determinato).

**Risoluzioni** Sono state effettuate 2.368 risoluzioni (1.268 in Italia e 1.100 all'estero) di cui 1.942 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato<sup>16</sup>, con un'incidenza di personale femminile pari al 31,8%. Il 39% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2023 aveva età inferiore a 50 anni.

**Tasso di Turnover** Il processo di trasformazione di Eni, che necessita di un forte ricambio di competenze per sostenere la transizione energetica, è evidenziato anche dall'andamento del tasso di turnover che nel 2023 rimane sostanzialmente al-

lineato al 2022, che è stato il valore più rilevante degli ultimi 4 anni (2019: 9,8%; 2020: 6,1%; 2021: 10,5%; 2022: 12,6%; 2023: 12,5%). Nell'ambito delle azioni di inclusività, i dati di turnover di personale femminile sono in aumento vs. il 2022 di +0,6 p.p. turnover donne pari a 16,8% vs. turnover uomini 10,9%.

**Occupazione in Italia** In Italia sono state effettuate 1.472 assunzioni di cui 1.329 a tempo indeterminato (38,7% donne). L'aumento dell'occupazione di +865 unità (+4,2%) è dovuto principalmente alle operazioni M&A (acquisizione Novamont in ambito Energy Evolution). Si riscontra un incremento del +20,7% della popolazione under 30 a favore di una lieve riduzione delle fasce di età senior: la popolazione over 50 si è ridotta del -0,7%. Sempre in Italia, nel 2023 si registrano 1.268 risoluzioni, di cui 1.146 a tempo indeterminato (di cui il 30% ca. di donne). L'uscita di personale è stata realizzata anche attraverso strumenti straordinari che minimizzano l'impatto sociale (Contratto di Espansione e Isopsensione), compensata quasi integralmente da nuove assunzioni. Complessivamente in Italia si registra a fine 2023 un rapporto di sostituzione tra nuove assunzioni e risoluzioni a tempo indeterminato di ca. 1,16:1 (1,16 ingressi a fronte di 1 uscita).

**Occupazione all'estero** La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'87% nell'ulti-

<sup>13</sup> Dal 2023 i dati relativi all'occupazione includono Novamont.

<sup>14</sup> I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

<sup>15</sup> Il dato è relativo al personale Italia. Per il calcolo del tasso di assenteismo, sono state conteggiate tra le assenze solo quelle causate da infortunio e malattia, escludendo ferie, permessi e congedi.

<sup>16</sup> Di cui circa il 55% per pensionamenti e il 32% per dimissioni.

mo triennio il che conferma l'attenzione di Eni al local content attraverso il coinvolgimento delle comunità locali sulle attività operative nei singoli Paesi. Il ricorso al personale espatriato è limitato a particolari professionalità e competenze difficilmente disponibili nel Paese di riferimento e lo scambio professionale trasversale è promosso anche attraverso la mobilità geografica. All'estero nel 2023 sono state effettuate 1.158 assunzioni di cui 620 a tempo indeterminato (di cui il 40,2% di donne). Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +58: 1.158 assunzioni (65% Direzione Energy Evolution; 22% Direzione Natural Resources; 13% Support Functions) e 1.100 risoluzioni di cui 796 a tempo indeterminato. Di queste risoluzioni l'11,8%

ha riguardato dipendenti con età inferiore a 30 anni, e il 34,9% ha riguardato personale femminile. All'estero, rispetto all'anno precedente, si registra una crescita di +80 risorse (+0,7%) così articolata: -35 risorse locali (-0,4%), gli espatriati italiani restano stabili, +115 risorse internazionali (+30%). All'estero operano complessivamente 1.499 espatriati (di cui 1.001 italiani e 498 espatriati internazionali).

**Occupazione per linea di business** Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 20%, il settore Plenitude, per il 19% i settori della Chimica e Support e in percentuali minori le altre linee di business che hanno ulteriormente consolidato il loro assetto delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato principalmente i business

Chimica (27%), Upstream (21%) e Support (20%). **Età media** L'età media delle persone Eni nel mondo è di 44,7 anni (45,5 in Italia e 43,3 all'estero), con un ringiovanimento rispetto al 2022 (45,1); tale risultato è stato conseguito grazie all'importante lavoro di turnover realizzato attraverso il ricorso agli strumenti straordinari di incentivazione all'esodo (Contratto di espansione ed isopensione) combinato con un importante programma di assunzioni rivolto in particolare alle professionalità innovative e alle figure Junior: 53,2 anni (53,4 in Italia e 52,5 all'estero) per dirigenti, 48,5 anni (49 in Italia e 47,1 all'estero) per i quadri, 43,7 anni (44,2 in Italia e 42,6 all'estero) per impiegati e 40,3 anni (40,2 in Italia e 40,3 all'estero) per il personale operaio.

## OCCUPAZIONE

### Pari opportunità

		2019	2020	2021	2022	2023
Dipendenti donne in servizio	(%)	24,23	24,56	26,22	26,86	<b>27,38</b>
Donne assunte		32,29	34,60	32,47	36,86	<b>39,15</b>
Donne in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri)		26,05	26,64	27,34	28,52	<b>29,22</b>
Donne dirigenti		15,57	16,27	16,67	17,51	<b>18,17</b>
Donne quadri		27,19	27,74	28,48	29,67	<b>30,34</b>
Impiegate		29,79	29,87	30,10	30,73	<b>30,77</b>
Operaie		2,02	2,07	14,74	13,86	<b>15,10</b>
Tasso di sostituzione per genere		1,55	0,46	0,43	0,81	<b>1</b>
Uomini		1,37	0,38	0,39	0,73	<b>0,90</b>
Donne		2,15	0,76	0,51	1,00	<b>1,23</b>

### Opportunità di carriera

		2019	2020	2021	2022	2023
Percentuale di promozioni da Impiegato a Quadro e da Quadro a Dirigente per genere						
Donne	(%)	31,64	23,38	29,79	35,33	<b>36,07</b>
Uomini		68,36	76,62	70,21	64,67	<b>63,93</b>

**Occupazione femminile** Nel 2023 la percentuale del personale femminile cresce di 0,5 punti % vs. il 2022 e si attesta al 27,38% (rapporto totale donne su totale occupazione). L'incidenza delle donne sulle singole qualifiche è la seguente (rapporto qualifica donne sul totale qualifica): 18,17% dirigenti, 30,34% quadri, 30,77% impiegati, 15,1% operai; dato in incremento rispetto al 2022. Nel 2023, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 29,2% rispetto al 28,5% registrato nel 2022. La percentuale delle donne non

in posizione di responsabilità nel 2023 si attesta al 26,5% confronto al 26,1% dell'anno precedente. Nel 2023 la percentuale di donne ai secondi riporti dell'AD è pari al 62% sul totale. Eni monitora i dati sulla presenza femminile nelle varie funzioni dell'azienda. Le Aree professionali<sup>17</sup> con una maggiore presenza di personale femminile sono rispettivamente: Affari Societari e Governance (73%), Risorse Umane (64%), Trasversale (Secretary/Back Office/General Management ecc.) (61%), Comunicazione Esterna e Identity Management (58%) e Compliance Integrata

(58%). Inoltre, nel 2023 la percentuale di donne nelle aree professionali IT e Ingegneria sono rispettivamente pari al 25,4% (24,5% nel 2022) e 19,6% (19,8% nel 2022).

**Opportunità di carriera** Negli ultimi anni, l'azienda ha posto una particolare attenzione ai processi di crescita e ai percorsi di sviluppo del personale femminile che ha portato a registrare una % di promozioni di personale femminile mediamente superiore alla % di presenza delle donne in azienda (32,2% promozioni medie vs. 25,9% di presenza di personale femminile).

<sup>17</sup> Al netto di: Finproject Singapore e Canada; Novamont estero.

## COMPENSI E CONDIZIONI DI LAVORO DEI DIPENDENTI ENI

Per saperne di più ► [Eni for 2023 - A Just Transition](#)

Eni pone le sue persone al centro della propria strategia di business ed è costantemente impegnata nel promuovere condizioni di lavoro in linea con gli obiettivi delle Nazioni Unite di miglioramento salariale, riduzione delle disuguaglianze di reddito, promozione di opportunità di lavoro dignitose, uguaglianza di genere, generazionale, etnica ecc. secondo il principio "pari retribuzione a parità di lavoro". In particolare, Eni applica a tutte le sue persone un sistema retributivo integrato a livello globale, coerente con i mercati di riferimento e collegato alle performance aziendali e individuali, nel rispetto delle legislazioni locali. Tale sistema adotta riferimenti retributivi costituiti dalla mediana di mercato, garantendo retribuzioni eque e competitive rispetto al ruolo e alle professionalità maturate e sempre in grado di sostenere un tenore di vita dignitoso, superiore ai livelli di mera sussistenza e/o ai minimi di

legge o contrattuali vigenti, nonché ai minimi retributivi di mercato.

### PAY RATIO DI GENERE<sup>18</sup>

Il principio di parità salariale è esplicitamente richiamato nelle disposizioni di attuazione delle politiche retributive trasmesse annualmente a tutte le linee di business. Inoltre, Eni monitora annualmente il gender pay gap e condivide con le funzioni competenti i risultati delle verifiche, a livello di gruppo e per singola linea di business/società, al fine di valutare eventuali azioni correttive. In base al principio delle Nazioni Unite "pari retribuzione a parità di lavoro", per il calcolo del gender pay ratio, Eni utilizza una metodologia di comparazione retributiva a parità di livello di ruolo e anzianità, che evidenzia per la popolazione Italia e globale un sostanziale allineamento tra le retribuzioni della popolazione femminile e quella maschile.

Tale allineamento risulta confermato anche dal pay ratio di genere "raw" che non considera il livello di ruolo/anzianità: in particolare per tutti i dipendenti l'indicatore relativo alla remunerazione fissa è pari a 101 e per la remunerazione totale è pari a 97, mentre per senior manager e operai gli scostamenti sono riferibili principalmente ad una più ridotta presenza femminile. L'impegno di Eni per l'eliminazione del divario retributivo di genere si traduce in un approccio integrato basato sia su azioni retributive specifiche sia su iniziative più ampie volte a fornire un servizio a sostegno delle donne nell'accesso alle opportunità lavorative e loro percorsi di carriera. Ad esempio, Eni promuove iniziative focalizzate sul coinvolgimento delle studentesse in percorsi STEM e la sensibilizzazione sugli stereotipi di genere e la diversity (► [Eni for 2023 - A Just Transition - Empowerment femminile](#)).

### PAY RATIO DI GENERE (SDG TARGET: 5.1 8.5 10.3)

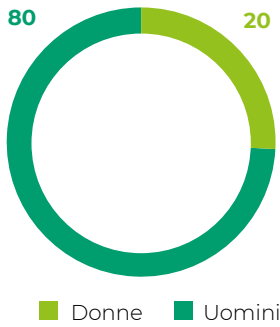
	Remunerazione fissa				Remunerazione totale			
	2021	2022	2023	2023	2021	2022	2023	2023
	A parità di livello di ruolo		Raw		A parità di livello di ruolo		Raw	
<b>Dipendenti Italia (donne vs. uomini)</b>	(%)							
Pay ratio totale	99	99	99	102	100	100	100	97
Senior Manager	98	98	98	87	98	100	98	79
Middle Manager e Senior Staff	98	98	99	97	98	99	100	98
Impiegati	101	101	100	101	102	102	100	101
Operai	96	95	98	85	96	95	98	85
<b>Tutti i dipendenti in Italia e all'estero (donne vs. uomini)</b>								
Pay ratio totale	99	98	98	101	99	99	99	97
Senior Manager	98	98	98	87	98	99	98	79
Middle Manager e Senior Staff	98	98	99	93	98	99	100	93
Impiegati	100	99	98	98	100	100	99	98
Operai	96	95	96	94	96	96	95	93

<sup>18</sup> Il pay ratio di genere è calcolato come rapporto della retribuzione media delle donne e la retribuzione media degli uomini.

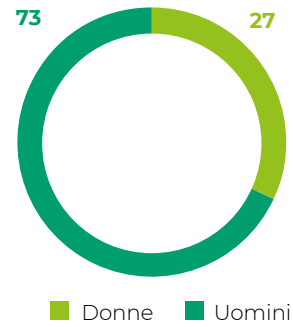
## QUOTA PERCENTUALE DI UOMINI E DONNE PRESENTI IN CIASCUN QUARTILE RETRIBUTIVO E NEL NONO DECILE (SDG TARGET: 8.5)

Nei grafici seguenti viene analizzata a livello globale la presenza delle donne secondo livelli retributivi decrescenti rappresentati dalle prassi statistiche di nono decile<sup>19</sup>, terzo quartile, mediana e primo quartile. In particolare, rispetto ad una presenza complessiva femminile in Eni del 27%, si evidenzia una presenza più ridotta nei livelli retributivi più bassi (inferiori al 1° quartile, pari al 19%) e nei livelli retributivi più alti (superiori al 9° decile, pari al 20%).

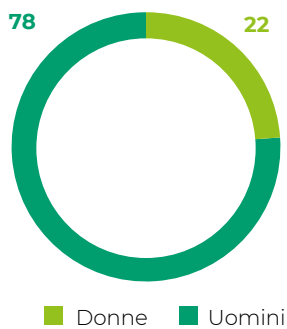
### % RETRIBUZIONI SUPERIORI AL 9° DECILE



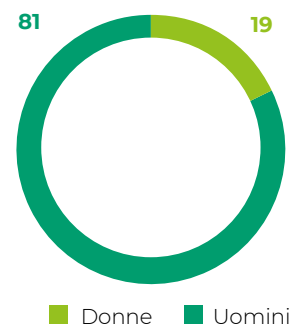
### % RETRIBUZIONI SUPERIORI AL 3° QUARTILE



### % RETRIBUZIONI TRA LA MEDIANA E IL 1° QUARTILE



### % RETRIBUZIONI INFERIORI AL 1° QUARTILE



<sup>19</sup> Le prassi retributive statistiche di riferimento sono le seguenti:

- nono decile: 90% delle retribuzioni si posiziona al di sotto del riferimento;
- terzo quartile: 75% delle retribuzioni si posiziona al di sotto del riferimento;
- mediana: 50% delle retribuzioni si posiziona al di sotto del riferimento;
- primo quartile: 25% delle retribuzioni si posiziona al di sotto del riferimento.

## MINIMI SALARIALI

Per ciascun Paese in cui opera, Eni applica riferimenti salariali di politica ampiamente superiori ai minimi di legge/contrattuali, nonché al 1° decile<sup>20</sup> del mercato retributivo locale e

verifica annualmente il posizionamento retributivo delle proprie persone, adottando eventuali azioni correttive. La tabella riporta, per i principali Paesi in cui Eni è presente, i

rapporti percentuali tra la retribuzione di 1° decile Eni e il 1° decile del mercato retributivo del Paese, nonché con il minimo salariale di legge.

### PAY RATIO CON I SALARI MINIMI DI LEGGE E DI MERCATO (SDG TARGET: 8.5)

Paese	Ratio % tra 1° decile Eni e 1° decile di mercato <sup>(a)</sup>	Ratio % tra 1° decile Eni e minimo di legge <sup>(b)</sup>		
		donne	uomini	totale
Italia	■	■	■	■
Algeria	■	■	■	■
Austria	■	■	■	■
Belgio	■	■	■	■
Cina	■	■	■	■
Equador	■	■	■	■
Egitto	■	■	■	■
Francia	■	■	■	■
Germania	■	■	■	■
Ghana	■	■	■	■
Indonesia	■	■	■	■
Nigeria	■	■	■	■
Tunisia	■	■	■	■
Ungheria	■	■	■	■
Regno Unito	■	■	■	■
Stati Uniti	■	■	■	■

Legenda

- minimo Eni >250% del riferimento minimo.
- minimo Eni tra 201% e 250% del riferimento minimo.
- minimo Eni tra 151% e 200% del riferimento minimo.
- minimo Eni tra 110% e 150% del riferimento minimo.

(a) Il ratio è stato calcolato con riferimento alla retribuzione fissa e variabile dei dipendenti di livello operaio o, per i Paesi in cui Eni non ha operai, di livello impiegatizio (per i dati di mercato, fonte Korn Ferry).

(b) Salari minimi definiti per legge nei vari Paesi o, ove non previsti, dai contratti collettivi nazionali.

## WELFARE

	2022	2023
<b>Dipendenti che hanno usufruito del congedo parentale</b>	(numero)	
	522 <sup>(a)</sup>	<b>945</b>
Di cui: uomini	129	<b>619</b>
Di cui: donne	393	<b>326</b>
<b>Tasso di rientro al lavoro dopo congedo parentale</b>	(%)	
	98,08 <sup>(a)</sup>	<b>92,91</b>
Di cui: uomini	95,35	<b>97,58</b>
Di cui: donne	98,98	<b>84,05</b>
<b>Smart working<sup>(b)</sup></b>	(numero)	
	10.989	<b>11.544</b>
Di cui: uomini	6.595	<b>6.924</b>
Di cui: donne	4.394	<b>4.620</b>
<b>Dipendenti che hanno usufruito di care benefits<sup>(c)</sup></b>		
	1.638	<b>1.938</b>

(a) Tale indicatore fa riferimento alla sola popolazione dipendente Italia.

(b) Personale Italia aderente a Smart Working registrato nel sistema HR al 31.12.2023.

(c) Numero delle risorse che hanno usufruito del permesso L.104 /1992 per familiari.



## Genitorialità

Eni si è dotata di un sistema di welfare aziendale e di benefit che comprende un insieme di servizi, iniziative e strumenti, volti a migliorare il benessere dei dipendenti. Il modello di Smart Working (SW) Eni (accordo sottoscritto ad ottobre 2021) prevede per tutti i dipendenti in Italia 8 gg/mese per le sedi uffici e 4 gg/mese per i siti operativi e numerose opzioni Welfare a sostegno non solo della genitorialità e disabilità ma anche della salute delle persone o dei loro familiari conviventi, ulteriormente arricchito con un'opzione per gestire casi di problemi di salute temporanei, improvvisi e non pianificabili di un componente convivente del nucleo familiare. Il modello di SW è stato progressivamente adottato

anche in altri Paesi in coerenza con le normative locali. Inoltre, con riferimento ai temi della genitorialità, almeno l'80% della forza lavoro locale di Eni ha sede in Paesi il cui quadro normativo prevede un congedo di maternità interamente retribuito di almeno 12 settimane. In tutti i Paesi di presenza, Eni ha continuato a riconoscere: 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori, 14 settimane minime di congedo per il primary carer come da Convenzione ILO n. 183 (2000) e il pagamento di un'indennità pari ad almeno i 2/3 della retribuzione percepita nel periodo antecedente. Per quanto riguarda i servizi di welfare, Eni offre un piano di iniziative che rispondono a bisogni che riguardano

l'ambito familiare (dai servizi ricreativi ed educativi per i figli, a quelli di assistenza per i familiari non autosufficienti), a quello della promozione della salute e del benessere psicofisico (iniziative di prevenzione dedicate, sportello psicologico e disponibilità di strutture sportive convenzionate) e interventi di supporto al reddito (prestiti agevolati, previdenza complementare e assistenza sanitaria integrativa). Il 2023 è stato caratterizzato dalla realizzazione di nuove importanti iniziative che hanno arricchito l'offerta esistente attraverso il potenziamento dei servizi in ambito sanitario, di supporto alla genitorialità e di sostegno al reddito, definiti nel Protocollo NOI sottoscritto con le organizzazioni sindacali.

## FORMAZIONE

Per saperne di più ► [Eni for 2023 - A Just Transition](#)

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
<b>Partecipazioni</b>	(numero)	266.893	248.817	226.130	253.898	<b>248.991</b>	
<b>Ore di formazione fruite</b>	(ore)		926.407	960.152	939.393	<b>1.154.495</b>	
<b>Ore di formazione per tipologia</b>							<b>4.3</b>
HSE e qualità			271.365	369.602	353.783	<b>398.803</b>	
Lingua ed informatica			68.962	61.869	58.663	<b>93.926</b>	
Comportamento/Comunicazione/Istituzionali			149.570	215.678	145.188	<b>170.687</b>	
Professionale - trasversale			123.786	137.877	194.997	<b>169.047</b>	
Professionale tecnico - commerciale			312.724	175.126	186.762	<b>322.032</b>	
<b>Ore totali di formazione per categoria professionale</b>							
Dirigenti			23.373	28.557	24.677	<b>25.787</b>	
Quadri			244.012	288.293	251.582	<b>279.471</b>	
Impiegati			518.962	474.396	491.227	<b>605.744</b>	
Operai			140.060	168.906	171.907	<b>243.493</b>	
<b>Ore di formazione per modalità di erogazione</b>	(ore)						
di cui: a distanza			573.256	595.920	536.757	<b>492.116</b>	
di cui: in classe			353.151	364.232	402.635	<b>662.379</b>	
<b>Ore di formazione fruite medie per dipendente per categoria professionale</b>	(ore)		29,6	31,3	31,1	<b>36,7</b>	<b>8.5</b>
Dirigenti			23,5	30,0	26,6	<b>27,6</b>	
Quadri			26,2	31,9	28,3	<b>30,9</b>	
Impiegati			32,2	30,0	31,7	<b>38,5</b>	
Operai			29,0	35,0	35,1	<b>42</b>	
<b>Ore medie di formazione per genere</b>	(ore)						
di cui: uomini			30,8	32,2	32,4	<b>40,1</b>	
di cui: donne			26,0	28,6	27,1	<b>27,5</b>	
<b>Spese in formazione</b>	(milioni di euro)	33,4	22,4	27,4	27,4	<b>31,6</b>	<b>4.3</b>
<b>Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time<sup>(a)</sup></b>	(€)	1.070,8	716,1	895,8	908,2	<b>1.005,1</b>	

(a) Il dato 2020 è stato aggiornato a causa di un errore nella formula utilizzata per il calcolo.

Eni considera la formazione uno strumento fondamentale a supporto del cambiamento e ne garantisce la fruizione attraverso momenti di formazione in aula (con un incremento di ore che passa dal 43% del 2022 al 57% nel 2023) e in modalità distance. Transizione energetica e transizione digitale rappresentano due ambiti centrali nello sviluppo delle competenze delle persone Eni in coerenza con le strategie aziendali. Lo sforzo di Eni è quello di incidere sulle soft skills e hard skills accompagnando e supportando le persone nel processo di trasformazione in essere. In questo quadro si inseriscono le iniziative formative su tematiche quali economia circolare, decarbonizzazione ed energie rinnovabili, finalizzate a garantire un upskilling continuo.

Nel 2023 si registra un trend in aumento rispetto al 2022 su tutti gli indicatori. Le ore totali fruite riportano un incremento del 23% mentre il valore medio è aumentato del 18%: tutte le categorie professionali registrano un aumento ma la percentuale più alta si riscontra nelle categorie degli impiegati e degli operai. Si riporta, inoltre, una crescita anche della spesa media dell'11% dovuta sia all'incremento generale delle ore di formazione che ad una ripresa importante della formazione in aula. Importante l'impegno di Eni anche sulle tematiche della D&I, attraverso un percorso disponibile per tutti i dipendenti, e sulle tematiche della "Zero Tolerance: Violenza e Molestie sul Lavoro", con un corso che ha interessato l'81% dei dipendenti Eni.

## KNOWLEDGE MANAGEMENT (KM)

L'anno 2023 si è caratterizzato dal continuo investimento nel percorso di trasformazione industriale e nel continuo sostegno allo sviluppo del know-how a supporto dell'evoluzione del business;

attraverso il sistema di Knowledge Management (KM) si sono rafforzate costantemente la trasmissione delle competenze interne, l'innovazione e lo scambio di esperienze a tutti i livelli. Nel giugno 2023, a testimonianza degli importanti risultati raggiunti, il sistema Eni ha ricevuto l'"Excellence Recognition in Knowledge Management" da APQC (American Productivity & Quality Center, autorità di riferimento a livello mondiale nel benchmarking, best practices e miglioramento del knowledge management). È continuato inoltre l'investimento sulla formazione e sulla cultura di KM attraverso l'aggiornamento del corso sull'utilizzo del sistema, al fine di illustrare le ultime funzionalità introdotte e rafforzare l'engagement delle persone nell'utilizzo della piattaforma. In continuità con la strategia posta in essere già da un paio di anni, si è proseguito nel dedicare un effort specifico alle attività di coinvolgimento dei knowledge owners nell'ottica di incrementare il livello qualitativo dei contenuti di conoscenza condivisi all'interno della piattaforma di KM.

## APPROFONDIMENTO SU e-KMS

Lo sviluppo tecnologico della piattaforma e-KMS ha visto inoltre un'importante opportunità nella disponibilità di algoritmi di intelligenza artificiale generativa, che ha permesso ad Eni di concepire e progettare un nuovo modo di fruizione delle conoscenze e delle esperienze condivise nel Knowledge Management System di Eni (e-KMS). Nel corso del 2023 è stato realizzato e rilasciato un primo prototipo per testare questa tecnologia negli ambiti Ingegneria/Asset Integrity e Drilling & Completion. Il test di questo prototipo, realizzato con i Knowledge Owners delle discipline coinvolte, permetterà di affinare il tool e

lanciare uno scale up della tecnologia a tutto il KMS di Eni. Il target finale è quello di rendere immediatamente fruibile a tutti il patrimonio di conoscenze ed esperienze aziendali presente nel KMS, facendo diventare questo strumento sempre più un abilitatore per la crescita delle competenze in ambito aziendale. Nel secondo semestre dell'anno 2023 inoltre, è stato finalizzato il lancio del nuovo tool all'interno di e-KMS, denominato "Technical Publications", con cui viene gestito il flusso di tutte le pubblicazioni tecniche di Eni, favorendone la ricercabilità, la disponibilità e la fluidità del workflow approvativo oltre che la corretta gestione del copyright e la diffusione all'interno del e-KMS stesso.

## VALORIZZAZIONE DELLE PERSONE

**Processo di valutazione delle performance<sup>21</sup>** Rispetto al 2022: si conferma una copertura completa dei senior manager e una lieve flessione sulla popolazione dei quadri seppur mantenendosi su buoni livelli complessivi (85%). Tale indice è riconducibile principalmente al numero di assunzioni e di mobilità realizzate nell'anno nonché a processi di M&A e si riscontra prevalentemente nei business più interessati da turnover e cambi perimetro o da assunzioni da mercato.

**Processo di Annual Review<sup>22</sup>** Nell'analisi sulla copertura del processo di segmentazione e management review si conferma una mappatura completa per il senior management e un livello molto elevato per le restanti popolazioni. La leggera flessione registrata, complessivamente pari ad un punto percentuale, si riscontra prevalentemente sulla popolazione dei Laureati e nei business maggiormente interessati da turnover e cambi perimetro o assunzioni da mercato.

## VALORIZZAZIONE DELLE PERSONE

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri, giovani laureati)	(%)	93	97	94	91	85	8.5
di cui: dirigenti		100	100	100	100	100	
Dipendenti coperti da review annuale (dirigenti, quadri, giovani laureati)		96	97	94	96	95	8.5
di cui: dirigenti		100	100	100	100	100	

### Processo di valutazione del potenziale<sup>23</sup>

Nel 2023 sono state realizzate il 95% delle Valutazioni di Potenziale (attraverso la metodologia di Development Center, Assessment online e Assessment individuale) rispetto al totale delle valutazioni

programmate e con un trend globale in lieve flessione (-2 p.p. rispetto al 2022). Tale flessione riguarda in particolare l'estero ed è dovuta sia ad un turnover fisiologico del personale interessato e/o a contin-

genze specifiche (es. revisione attività per mobilità delle risorse o riorganizzazioni societarie). Nel 2023 inoltre sono stati valutati tramite la metodologia del Management Appraisal 121 tra dirigenti e quadri.

<sup>21</sup> Valutazione delle performance: è lo strumento principale per la comunicazione di priorità ed obiettivi aziendali, la guida per l'orientamento delle attività e il miglioramento continuo dei risultati e delle capacità manageriali e professionali. È finalizzata alla valutazione del contributo fornito e dei risultati conseguiti dalle persone nel corso dell'anno ed è uno degli elementi di riferimento per il sistema di incentivazione.

<sup>22</sup> Annual Review: processo annuale finalizzato ad esprimere una valutazione sintetica delle risorse che tenga conto di tutti gli strumenti/momenti di osservazione/valutazione dell'anno in modo coerente, identificando gruppi di popolazione per cui definire eventuali azioni di sviluppo mirate.

<sup>23</sup> Valutazione del potenziale: le attività di rilevazione del potenziale consentono la raccolta di informazioni relative alle capacità personali e ai comportamenti espressi nel lavoro anche al fine della tempestiva individuazione delle risorse con elevato potenziale di crescita. La rilevazione del potenziale costituisce, in particolare nel primo periodo di vita lavorativa, un supporto fondamentale per lo sviluppo delle capacità personali e professionali e per l'orientamento verso sentieri di crescita a prevalente contenuto gestionale o tecnico-professionale, coerenti con le esigenze dei business.

## RELAZIONI INDUSTRIALI

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(numero)	26.832	26.378	26.328	26.519	<b>28.391</b>	<b>8.8</b>
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	83,03	83,40	81,60	87,72	<b>86,95</b>	
Italia		100	100	100	100	<b>100</b>	
Estero		40,91	41,78	41,60	54,87	<b>56,28</b>	
Consultazioni, negoziazioni con i sindacati su cambiamenti organizzativi	(numero)	149	189	141	142	<b>107</b>	<b>8.5</b>
Dipendenti iscritti ai sindacati		11.369	11.342	11.064	10.621	<b>10.443</b>	
Dipendenti iscritti ai sindacati	(%)	35,18	35,86	34,29	35	<b>32</b>	

In Italia il 100% dei dipendenti è coperto da contrattazione collettiva in virtù delle normative vigenti. All'estero, in relazione alle specifiche normative operanti nei singoli Paesi di presenza,

tale percentuale si attesta al 56,28%. Nei Paesi in cui i dipendenti non sono coperti da contrattazione collettiva, Eni assicura in ogni caso il pieno rispetto della legislazione internazionale e locale,

applicabile al rapporto di lavoro nonché alcuni più elevati standard di tutela garantiti da Eni in tutto il gruppo attraverso l'applicazione di proprie policy aziendali worldwide.

## LEGISLAZIONE E CONTENZIOSO DEL LAVORO

		2019	2020	2021	2022	2023
Contenziosi dipendenti	(numero)	907	1.132	1.250	1.288	<b>857</b>
Rapporto prevenzione/controversie <sup>(a)</sup>		345/907	632/1.132	318/1.250	224/1.288	<b>377/857</b>
Rapporto controversie/dipendenti	(%)	2,9	3,68	4,19 <sup>(b)</sup>	4,10	<b>2,65</b>

(a) Rapporto tra la somma delle richieste pervenute in via stragiudiziale e dei casi di supporto giuslavoristico al business con il numero dei contenziosi del lavoro pendenti.

(b) Il valore 2021 è stato calcolato usando, come denominatore, il totale dei dipendenti senza contare il gruppo Finproject acquisito nel corso del IV trimestre 2021. Nel 2022, il dato comprende anche il gruppo Finproject.

La prevenzione della conflittualità in azienda viene realizzata attraverso il monitoraggio ed un'attenta analisi delle norme nazionali e sovranazionali in materia lavoristica previdenziale e assistenziale, nonché attraverso l'individuazione di indirizzi e metodologie uniformi per una loro applicazione coerente con le strategie aziendali. In tale conte-

sto gli indicatori del contenzioso evidenziano un numero di controversie pendenti in diminuzione rispetto agli anni precedenti principalmente per il passaggio in giudicato nel 2023 di numerose vertenze, anche di carattere seriale. Per quanto riguarda il contenzioso Italia, aumenta l'incidenza delle vertenze riguardanti la richiesta di danni

da parte di ex lavoratori, o loro eredi, per asserite malattie professionali (circa il 70% dei ricorrenti). Nella maggior parte dei casi, si tratta di patologie conseguenti all'esposizione ad agenti potenzialmente dannosi avvenute nel passato in siti industriali non gestiti da Eni ma acquisiti nel tempo a seguito di operazioni societarie.

## SALUTE

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Health Impact Assessment realizzati	(numero)	14	4	10	11	11	3.9 8.8
Dipendenti inseriti in programmi di sorveglianza sanitaria		28.579	28.350	28.453	28.192	30.912	3.8
Numero di servizi sanitari forniti		487.360	354.192	379.481	384.291	346.523	3.8
di cui: a dipendenti		312.490	242.160	261.618	243.118	222.806	
di cui: a contrattisti		94.130	65.662	70.970	61.230	56.965	
di cui: a famigliari		72.268	39.840	43.835	72.261	58.202	
di cui: ad altri		8.472	6.530	3.058	7.682	8.550	
Numero di registrazioni a iniziative di promozione della salute		205.373	222.708	158.784	82.700	90.798	3.3 3.4
di cui: a dipendenti		97.493	99.758	85.776	63.760	65.074	
di cui: a contrattisti		78.330	86.357	58.031	16.019	23.632	
di cui: a famigliari		29.550	36.593	14.977	2.921	2.092	
OIFR Occupational Illness Frequency Rate	(denunce di malattie professionali/ore lavorate) x 1.000.000	0,16	0,13	0,13	0,06	0,29	8.8
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	73	28	30	29	54	8.8
Dipendenti		9	7	7	3	17	
Precedentemente impiegati		64	21	23	26	37	
di cui, sul totale delle denunce: donne		-	-	-	0	6	
di cui, sul totale delle denunce: uomini		-	-	-	29	48	

Nel 2023 sono proseguite, in tutte le società, le attività di rafforzamento e potenziamento del sistema di gestione per promuovere e mantenere la salute e il benessere fisico, mentale e sociale delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi attraverso attività di sensibilizzazione e di prevenzione, grazie ai nuovi strumenti digitali di comunicazione interna. È proseguita inoltre l'attività di ricerca in collaborazione con centri di ricerca e università per la valutazione degli impatti sulla salute relativi ai nuovi processi produttivi e modelli di business legati alla transizione energetica, con particolare attenzione alle bioraffinerie e all'agri-business. È stata rafforzata

la collaborazione con le istituzioni sanitarie nei Paesi di presenza ed il presidio di organizzazioni internazionali, tra cui il Comitato Salute di IOGP (International Organization of Oil & Gas Producers), IPIECA ed è stato avviato un progetto in collaborazione con l'Organizzazione Internazionale del Lavoro per migliorare la sicurezza e la salute sul lavoro dei piccoli agricoltori coinvolti nelle iniziative agroindustriali di Eni in Kenya e in Costa d'Avorio. Nel 2023, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 346.523, di cui 222.806 a favore di dipendenti, 58.202 a favore di familiari, 56.965 a favore di contrattisti e 8.550 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero

di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute<sup>24</sup> nel 2023 è pari a 90.798, di cui 65.074 dipendenti, 23.632 contrattisti e 2.092 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2023 si registrano 54 denunce, di cui 17 riguardanti personale attualmente impiegato e 37 relative ad ex dipendenti. Delle 54 denunce di malattia professionale presentate nel 2023, 2 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti). Nell'ambito delle iniziative digitali per il monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor, nel 2023 sono stati testati 49 sensori presso i siti operativi onshore in Italia e si prevede un target di 100 sensori al 2027, includendo l'offshore e l'estero.

24 Promozione della Salute: programmi, attività e interventi volontari con il fine prioritario di massimizzare il benessere psico-fisico dei lavoratori, attraverso iniziative di: (i) **prevenzione primaria**: attività che ha il suo campo d'azione sul soggetto sano e si propone di mantenere le condizioni di benessere e di evitare la comparsa di malattie (es. campagne d'informazione/comunicazione sugli stili di vita); (ii) **prevenzione secondaria**: attività che intervengono per diagnosticare precocemente eventuali patologie al fine di ottenere la guarigione o comunque limitarne più efficacemente la progressione (programmi di screening come, ad esempio, "Preveni con Eni"); (iii) **prevenzione terziaria**: attività che si rivolge a pazienti con patologie note con l'obiettivo di evitare o comunque limitare la comparsa sia di complicazioni tardive che di esiti invalidanti oltre che facilitare il reintegro lavorativo (es. sportello informativo e psico-oncologico).

## SICUREZZA

Per saperne di più ► [Eni for 2023 - A Just Transition](#)

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Numero infortuni sul lavoro	(numero)	114	91	88	113	122	
Dipendenti		19	30	33	25	44	
Contrattisti		95	61	55	88	78	
Uomini		106	86	84	111	110	
Donne		8	5	4	2	12	
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,36	0,34	0,41	0,40	8.8
Dipendenti		0,21	0,37	0,40	0,29	0,45	
Contrattisti		0,39	0,35	0,32	0,47	0,38	
Italia		0,53	0,43	0,55	0,67	0,80	
Esteri		0,29	0,33	0,28	0,34	0,29	
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	8.8
Dipendenti		0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	
Contrattisti		0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	
Indice di frequenza infortuni (LTIF)	(infortuni con giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000.000	0,19	0,21	0,23	0,26	0,23	8.8
Dipendenti		0,17	0,26	0,37	0,27	0,35	
Contrattisti		0,20	0,18	0,17	0,25	0,17	
Italia		0,52	0,42	0,55	0,65	0,76	
Esteri		0,11	0,14	0,13	0,14	0,08	
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,011	0,008	0,011	0,009	0,006	8.8
Dipendenti		0,011	0,008	0,012	0,012	0,005	
Contrattisti		0,012	0,008	0,011	0,008	0,006	
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,90	0,39	0,00	1,46	0,33	8.8
Dipendenti		1,09	0,00	0,00	0,00	0,00	
Contrattisti		0,83	0,58	0,00	2,13	0,48	
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	3	1	0	4	1	8.8
Dipendenti		1	0	0	0	0	
Contrattisti		2	1	0	4	1	
Near miss		1.159	841	780	899	918	8.8
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	334,2	255,1	256,5	273,7	305,4	
Dipendenti		92,1	81,8	82,9	85,6	98,4	
Contrattisti		242,1	173,3	173,6	188,1	207,1	
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)		229.469	280.331	280.872	306.895	8.8
di cui: a dirigenti			3.099	3.295	4.469	3.060	
di cui: a quadri			44.383	49.351	55.517	55.266	
di cui: a impiegati			125.277	135.905	146.664	154.243	
di cui: a operai			56.710	91.781	74.222	94.326	
Eventi di process safety	(numero)						
Tier 1		12	14	16	17	10	
Tier 2		53	33	24	21	10	

Nel 2023 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è diminuito rispetto al 2022 (0,40 rispetto a 0,41 nel 2022), grazie alla riduzione del numero di infortuni totali registrabili dei contrattisti (78 rispetto a 88 nel 2022), mentre

il numero di infortuni totali registrabili dei dipendenti è aumentato (44 rispetto a 25 nel 2022). In Italia il numero degli infortuni totali registrabili è aumentato (54 eventi rispetto ai 42 del 2022, di cui 24 dipendenti e 30 contrattisti) e l'indice di frequenza infortu-

ni totali registrabili è peggiorato (+20%); all'estero il numero di infortuni è diminuito (68 eventi rispetto ai 71 del 2022, di cui 20 hanno coinvolto i dipendenti e 48 i contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è migliorato del 15%. È stato registrato

1 infortunio mortale per un contrattista in Nigeria, colpito da un oggetto durante le attività di manutenzione. L'indice di mortalità della forza lavoro è stato pari a 0,33. Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi<sup>25</sup> della forza lavoro (calcolato sulla base degli infortuni con più di 180 giorni di assenza e con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale) è pari a 0,003 ed è legato ad un unico evento che ha causato inabilità permanente parziale ad un dipendente in Turkmenistan.

Nel 2023 si è assistito ad un'ulteriore diminuzione della somma degli incidenti di sicurezza di processo Tier 1 e Tier 2<sup>26</sup>, che è in continua diminuzione dal 2016, indice di un'accresciuta attenzione ai temi della sicurezza di processo in tutti i siti Eni. In particolare, sono stati registrati 10 eventi di Process Safety (PSE) Tier 1 e 10 Tier 2. Il 60% degli eventi ha riguardato le attività upstream, il 30% le attività di raffinazione (15%) e petrolchimiche (15%) e il rimanente 10% le business unit Enilive ed Eni Rewind.

Oltre la metà dei PSE (55%) ha avuto come esito uno sversamento di prodotto, il 30% un incendio e il 15% rilascio in atmosfera. Per quanto riguarda la segnalazione di eventuali pericoli sul lavoro, grazie ad iniziative e strumenti mirati al rafforzamento del reporting e l'analisi dei segnali deboli, anche nel 2023 è proseguito il trend in crescita di segnalazioni relative ad unsafe condition ed unsafe act. Inoltre, tutti i siti sono coperti da valutazione dei rischi sulla salute e sicurezza ai sensi della normativa vigente.

## AMBIENTE

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Certificazioni ISO 45001	(numero)	102	98	93	104 <sup>(a)</sup>	<b>106</b>	<b>8.8</b>
Certificazioni ISO 14001		92	91	89	99 <sup>(a)</sup>	<b>98</b>	<b>12.2</b>
Registrazioni EMAS		9	9	10	10	<b>10</b>	<b>12.2</b>
Certificazioni ISO 50001		23	23	24	27	<b>31</b>	<b>12.2</b>
Certificazioni ISO 9001		43	41	41	41	<b>41</b>	
Spese e investimenti totali HSE	(milioni di euro)	1.326,0	1.314,1	1.442,8	1.532,5	<b>1.418,8</b>	<b>9.5</b>
di cui: spese correnti		995,3	1.008,6	1.088,1	1.253,6	<b>1.188,5</b>	
di cui: investimenti		330,7	305,5	354,7	278,9	<b>230,3</b>	
di cui: spese e investimenti totali sicurezza		306,2	297,8	331,1	307,5	<b>287,3</b>	
di cui: spese correnti		202,1	175,2	197,1	210,6	<b>216,2</b>	
di cui: investimenti		104,1	122,6	134,0	96,9	<b>71,2</b>	
di cui: spese e investimenti totali ambiente		964,4	942,0	1.029,6	1.146,2	<b>1.064,9</b>	
di cui: spese correnti		746,1	766,3	820,0	972,5	<b>911,7</b>	
di cui: investimenti		218,3	175,7	209,6	173,8	<b>153,2</b>	

(a) Il numero delle certificazioni è variato rispetto a quanto pubblicato in Eni for 2022 - Performance di sostenibilità in quanto comprende anche la certificazione di DNLG Service.

Nel 2023 Eni ha proseguito le attività finalizzate a certificare, secondo le norme ISO 45001 (sistemi di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro) e ISO 14001<sup>27</sup> (sistemi di gestione ambientale), tutte le proprie realtà che presentano un profilo di rischio HSE significativo, mantenendo la percentuale di copertura per entrambe le norme superiore all'80%, con previsione di conseguimento della copertura totale, anche per le realtà di recente acquisizione, entro il 2025. Eni, inoltre, ha definito un proprio strumento interno, in linea con i criteri dettati dallo standard ISO 14001, secondo il quale effettua l'analisi degli aspetti ambientali significativi e la valutazione dei relativi impatti, rischi e opportunità per

l'ambiente e l'organizzazione presso le proprie realtà produttive e sedi principali in Italia e all'estero. I processi e gli impianti Eni che immettono prodotti sul mercato sono coperti da un sistema di gestione certificato per la Qualità in tutti i casi in cui le esigenze dei clienti e i vincoli presenti per l'accesso al mercato lo richiedono. Le principali unità produttive dei settori Refining & Marketing e Chimica (R&MeC) e Plenitude & Power hanno mantenuto la Registrazione EMAS<sup>28</sup> e la certificazione dei sistemi di gestione dell'energia secondo lo standard ISO 50001, con l'aggiunta, nel 2023, della ISO 50001 anche per lo stabilimento Versalis di Crescentino e le società del settore E&P Eni Ghana Exploration &

Production Limited ed Eni UK Limited. Nel 2023, il 61% dei consumi energetici dei siti Eni è coperto da certificazione ISO 50001. Le spese totali HSE del 2023 ammontano a circa €1.419 milioni. Le spese in sicurezza, pari a circa €284 milioni, hanno riguardato principalmente gli interventi su impianti, attrezzature e gestione antincendio (€76 milioni), la manutenzione di impianti e attrezzature (€68 milioni) la sicurezza degli stabilimenti, degli edifici e dei mezzi di trasporto (€64 milioni). Le spese ambientali, pari a circa €1.065 milioni sono principalmente da attribuire alla bonifica di suolo e falde (per un totale di oltre €519 milioni) e alla gestione dei rifiuti (oltre €223 milioni).

<sup>25</sup> Il dato riportato è il migliore disponibile alla data di pubblicazione della DNF per l'anno in corso.

<sup>26</sup> Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi).

<sup>27</sup> La ISO 14001 è relativa ai sistemi di gestione ambientale mentre la ISO 45001 è relativa ai sistemi di gestione della salute e della sicurezza.

<sup>28</sup> La Registrazione EMAS (acronimo di Eco-Management and Audit Scheme) è uno strumento volontario volto a favorire una gestione razionale delle performance ambientali in linea con quanto previsto dal Regolamento Europeo n. 1221/2009.

## TUTELA DELLE RISORSE IDRICHE

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
<b>Prelievi idrici totali<sup>(a)</sup></b>	(milioni di metri cubi)	1.597	1.722	1.665	1.408	<b>1.224</b>	
di cui: acqua di mare		1.452	1.599	1.533	1.283	<b>1.089</b>	
di cui: acqua dolce		127	112	117	116	<b>124</b>	<b>6.4</b>
di cui: prelevata da acque superficiali		90	70	79	84	<b>97</b>	
di cui: prelevata da sottosuolo		19	20	20	17	<b>14</b>	
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		8	7	6	6	<b>5</b>	
di cui: acqua da TAF <sup>(b)</sup> utilizzata nel ciclo produttivo		3	4	5	5	<b>4</b>	
di cui: risorse idriche di terze parti <sup>(c)</sup>		7	10	7	5	<b>4</b>	
di cui: prelevata da altri stream		1	0	0	0	<b>0</b>	
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		18	11	15	10	<b>11</b>	
<b>Prelievi d'acqua dolce per settore</b>							
Exploration & Production		10	9	12	11	<b>8</b>	
Global Gas & LNG Portfolio		0,1	0,1	0,0	0,1	<b>0,0</b>	
Plenitude & Power		13	12	12	10	<b>10</b>	
Refining & Marketing e Chimica		97	80	88	91	<b>102</b>	
Corporate e Altre attività		7	11	5	4	<b>4</b>	
<b>Prelievi di acqua dolce da aree a stress idrico</b>		-	27,1	25,2	26,0	<b>25,3</b>	
<b>Riutilizzo di acqua dolce</b>	(%)	89	91	91	90	<b>90</b>	<b>6.4</b>
<b>Totale acqua di produzione estratta (upstream)<sup>(d)</sup></b>	(milioni di metri cubi)	67	57	58	44	<b>46</b>	
<b>Acque di produzione reiniettate</b>	(%)	58	53	58	59	<b>60</b>	<b>6.3</b>
<b>Scarico idrico totale<sup>(e)</sup></b>	(milioni di metri cubi)	1.432	1.583	1.540	1.292	<b>1.118</b>	
di cui: in mare		1.334	1.501	1.456	1.215	<b>1.028</b>	
di cui: in acque superficiali		79	66	70	62	<b>72</b>	
di cui: in rete fognaria		14	11	11	12	<b>11</b>	
di cui: ceduto a terzi <sup>(f)</sup>		5	5	3	3	<b>7</b>	
<b>Scarico di acqua dolce in aree a stress idrico</b>		-	18,4	19,0	18,8	<b>25,2</b>	
<b>Consumi idrici totali:</b>		-	139	128	136	<b>128</b>	
di cui: in aree a stress idrico		-	39,7	34,3	36,5	<b>29,9</b>	
<b>Idrocarburi presenti nelle acque di scarico</b>	(tonnellate)	-	97,7	127,8	361,0	<b>192,1</b>	
<b>Spese totali risorse e scarichi idrici<sup>(g)</sup></b>	(milioni di euro)	168,15	152,80	125,41	141,84	<b>152,61</b>	<b>9.5</b>
di cui: spese correnti		86,91	104,05	106,60	114,68	<b>127,67</b>	
di cui: investimenti		81,24	48,75	18,82	27,16	<b>24,95</b>	

(a) Nel 2023 (con rettifica della serie storica) è stata modificata la metodologia di rendicontazione dei prelievi di acqua dolce per epurarli della quota di acqua prelevata e ceduta a terzi senza essere utilizzata nei cicli produttivi.

(b) TAF: Trattamento acque di falda.

(c) I prelievi di risorse idriche di terze parti sono relativi esclusivamente ad acqua dolce.

(d) Si segnala che nel 2023 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposal sono state pari a 27,3 Mm<sup>3</sup>. Inoltre, le acque di produzione scaricate in corpo idrico superficiale e di mare o inviate a bacini di evaporazione sono state pari 15,4 Mm<sup>3</sup>.

(e) Del totale degli scarichi idrici nel 2023 il 10% circa è acqua dolce.

(f) Si tratta di acqua ceduta per uso industriale.

(g) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Certificazioni dei Sistemi di Gestione HSE e Spese".

Nel 2023 i prelievi di acqua di mare (1.089 Mm<sup>3</sup>, pari all'89% dei prelievi idrici totali) sono risultati in calo rispetto al 2022 di oltre il 15%, in particolare per gli andamenti registrati nei settori R&M e Chimica (-158 Mm<sup>3</sup> per le fermate per manutenzione presso i petrolchimici di Porto Marghera e Porto Torres), E&P (-31 Mm<sup>3</sup> per l'uscita dal dominio di Eni Angola SpA) e Corporate e Altre Attività (-15 Mm<sup>3</sup>, per l'uscita dal dominio di ILCV SpA). I prelievi di acque dolci, pari a circa il 10%

dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre l'80% al settore R&M e Chimica, hanno registrato un complessivo aumento rispetto al 2022 (+7%) riconducibile principalmente al petrolchimico di Mantova. In aumento anche i prelievi presso la raffineria di Livorno per la ripresa delle attività dopo il fermo dei primi mesi del 2022. In calo invece i prelievi di acque dolci in E&P dovuto principalmente alla riduzione dei consumi in Algeria, Nigeria ed Egitto e all'uscita dal dominio

di Eni Pakistan. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni è risultata pari al 90%, in linea con il 2022; in Versalis, cui è riconducibile oltre il 70% dei volumi riciclati, la riduzione registrata presso il sito di Mantova è stata compensata dal ripristino del contributo di Dunkerque (a seguito del fermo impianto del 2022). La percentuale di reiniezione dell'acqua di produzione del settore E&P è salita al 60% (59% nel 2022), principalmente per la ripresa delle attività presso i siti libici

di El Feel e Abu Attifel. Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino nel 2023 il 2% dei prelievi idrici totali di Eni (dato stabile rispetto al 2022). Nel 2023, in particolare, Eni ha prelevato 124 Mm<sup>3</sup> di acqua dolce, di cui 25,3 Mm<sup>3</sup> da aree a stress idrico (12,7 Mm<sup>3</sup> da acque superficiali, 4,4 Mm<sup>3</sup> da acque sotterranee, 3,3

Mm<sup>3</sup> da terze parti, 2,4 Mm<sup>3</sup> da acquedotto, 2,4 Mm<sup>3</sup> da TAF e 0,1 Mm<sup>3</sup> da altri stream). I prelievi di acqua di mare e di acque salmastre in aree a stress idrico sono stati rispettivamente pari a 922 Mm<sup>3</sup> e 9 Mm<sup>3</sup>. L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 23,4 Mm<sup>3</sup>. Nel 2023 Eni ha scaricato 112 Mm<sup>3</sup> di acqua dolce di cui 25,2 Mm<sup>3</sup> in aree a stress idrico, pari al 23% (19% nel 2022). Nel 2023 i consumi idrici

totali di Eni sono stati pari a 128 Mm<sup>3</sup> (di cui 29,9 Mm<sup>3</sup> in aree a stress idrico). Nel 2023 il contenuto di idrocarburi totali nelle acque scaricate è stato pari a circa 192 tonnellate, in riduzione rispetto al 2022 (361 tonnellate) per il minor contributo del settore E&P sia per l'uscita dal dominio dell'Angola sia per il significativo calo del parametro in Congo per la dismissione di diversi asset off-shore.

## BIODIVERSITÀ

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

### NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE O ADIACENTI A SITI E CONCESSIONI APPARTENENTI A SOCIETÀ OPERATE<sup>(a)</sup>

	Analisi svolta sui siti operativi del downstream di Eni, Versalis, Enipower e Eni Plenitude		Analisi svolta sulle concessioni Upstream
	In sovrapposizione a siti operativi	Adiacente a siti operativi (<1km) <sup>(b)</sup>	Con attività operativa nell'area di sovrapposizione
	2023	2023	2023
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS) (numero)	0	0	0
Natura 2000	19	49	11
IUCN <sup>(c)</sup>	6	26	1
Ramsar <sup>(d)</sup>	0	3	2
Altre Aree Protette	2	8	12
KBA	15	19	8

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni Upstream appartenenti a società operate in Egitto e stabilimenti del downstream di Eni, anch'essi appartenenti a società operate. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni Upstream al 30 giugno dell'anno di riferimento.

(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.

(c) Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.

(d) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.

L'esposizione al rischio biodiversità di Eni viene periodicamente valutata mappando i siti operativi di Eni rispetto alla loro vicinanza geografica con aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo-ambientale e valutare i potenziali impatti da evitare o mitigare attraverso Piani d'Azione (BAP - Biodiversity Action Plan). I BAP inoltre specificano i target, i monitoraggi, le tempistiche, le responsabilità e gli indicatori di performance e sono periodica-

mente aggiornati per tutta la vita del progetto garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. L'analisi 2023 della mappatura dei siti ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale, all'interno di aree prioritarie<sup>29</sup> per la conservazione della biodiversità riguarda 29 siti operativi<sup>30</sup>, tutti ubicati in Italia ad eccezione di due siti in Spagna e uno in Francia; ulteriori 59 siti<sup>30</sup> situati in 10 Paesi (Italia, Australia, Austria, Francia, Germania, Regno Unito, Spagna, Svizzera, Ungheria e USA) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. L'aumento dei siti ri-

spetto allo scorso anno è relativo a nuove acquisizioni di parchi solari ed eolici. Circa il 55% dei siti in, o adiacenti, ad aree importanti per la biodiversità sono siti per la generazione di energia rinnovabile, la restante parte sono stabilimenti petrolchimici, raffinerie o depositi. Per quanto riguarda il settore Upstream, 28 concessioni<sup>30</sup> risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, avendo attività operative nell'area di sovrapposizione. Tali concessioni si trovano in 5 Paesi: Italia, Nigeria, Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in

<sup>29</sup> Aree Protette e KBA (Key Biodiversity Areas). Le KBA sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas; 2) Alliance for Zero Extinction Sites. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas".

<sup>30</sup> Questo valore totale non è calcolabile sommando i valori presenti nella successiva tabella dedicata in quanto un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.



Europa risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000<sup>31</sup> che ha un'estesa dislocazione sul territorio europeo; tale esposizione risulta più accentuata rispetto allo scorso anno per via delle nuove acquisizioni di parchi eolici e sola-

ri in Italia. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dall'UNESCO (WHS<sup>32</sup>); un solo sito upstream<sup>33</sup> è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale

WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta, né sono stati identificati impatti significativi che possano minacciarne l'Eccezionale Valore Universale (OUV - Outstanding Universal Value).

## NUMERO DI SPECIE ELENCALE NELLA LISTA ROSSA DELL'IUCN CHE TROVANO IL PROPRIO HABITAT NELLE AREE DI ATTIVITÀ, PER LIVELLO DI RISCHIO DI ESTINZIONE

	2023
Numero di specie a rischio	(numero)
di cui: in pericolo critico	50
di cui: in pericolo	141
di cui: vulnerabili	269
di cui: quasi minacciate	317
di cui: di minor preoccupazione	4.039

Nel 2023 l'analisi condotta sul database globale della Lista Rossa IUCN<sup>34</sup> ha evidenziato una diminuzione del numero di specie a rischio con habitat nelle aree dei siti operativi. Lo scostamento in negativo è dovuto principalmente al rilascio delle concessioni Upstream in Pakistan, anche se si riscontra una leggera diminuzione anche per le altre linee di business. L'analisi indica la possibile presenza di 50 specie in pericolo critico, 141 in pericolo e 269 specie vulnerabili in prossimità delle aree operative di Eni<sup>35</sup>. Le specie quasi minacciate e di minor preoccupazione sono invece rispettivamente 317 e 4.039. Si segnala inoltre che risultano 294 specie catalogate come "data deficient", per cui le informazioni a livello globale sono inadeguate per una valutazione diretta o indiretta del rischio di estinzione. Le specie carenti di dati sono attenzionate da Eni alla stregua delle categorie intermedie di rischio in maniera conservativa, vista la mancanza di dati adeguati alla valutazione del rischio di estinzione. Nel caso in cui sia effettivamente confermata

la presenza di specie minacciate, i potenziali impatti vengono valutati e gestiti in linea con le note di orientamento del Performance Standard 6 dell'International Finance Corporation.

### PRINCIPALI AZIONI DELL'ANNO

I potenziali impatti significativi di attività, prodotti e servizi di Eni sulla biodiversità possono variare in base alla complessità di ciascun progetto, dal valore dell'ambiente naturale e dal contesto sociale in cui le attività si inseriscono. Tra gli impatti più significativi, per tutte le tipologie di asset Eni, ci sono quelli connessi al cambiamento dell'uso del suolo (o del mare), dovuti alla presenza fisica degli impianti e delle infrastrutture, che possono determinare rimozione, degrado o frammentazione degli habitat con conseguenze sulle specie. Tra i possibili impatti delle attività dei settori upstream, raffinazione e petrochimico, si citano il degrado di habitat e la perdita di biodiversità dovuti a: pressione sulla disponibilità di acqua dolce; degrado della qualità dell'acqua, dell'aria e del

suolo; contaminazione e inquinamento dovuti ad eventi accidentali (es. spill e leakage); emissioni climalteranti che contribuiscono al cambiamento climatico con effetti diretti e indiretti sulla natura (ad es. anticipi nelle fioriture delle piante e alterazioni sul periodo riproduttivo di alcune specie animali, migrazione dei biomi a diverse latitudini e altitudini ecc.). Per le attività connesse alle rinnovabili, oltre agli impatti dovuti all'occupazione di suolo e mare, si citano potenziali impatti su uccelli e pipistrelli a causa della presenza di turbine e linee di distribuzione. Potenzialmente le turbine eoliche rappresentano un rischio per gruppi di specie particolarmente vulnerabili come i rapaci. Nel 2023 si sono svolte attività di ripristino di habitat o protezione della biodiversità (avviate e/o in corso nell'anno) in Congo, Egitto, Usa (Alaska), Messico, Ghana, Spagna e Italia. Le principali azioni implementate riguardano attività di ripristino ecologico di foreste o altri habitat naturali, attività di monitoraggio e conservazione delle specie e attività di sensibilizzazione delle comunità e dei lavoratori.

31 Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 2009/147/CE sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

32 WHS, World Heritage Site.

33 Inoltre, nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta, né sono identificati impatti significativi a minaccia dell'OUV del sito.

34 La Lista Rossa IUCN è un indicatore per misurare lo stato della biodiversità, in quanto riflette la resilienza o la vulnerabilità degli habitat contribuendo ad indicare le priorità d'intervento e le azioni necessarie per la conservazione.

35 L'analisi viene realizzata solo sulle concessioni Upstream e nelle aree operative dei siti in sovrapposizione con aree protette e KBA.

Paese	Concessione/sito	Descrizione delle azioni di ripristino e protezione degli habitat
<b>Congo</b>	M'BOUNDI	<p>Eni implementa dal 2017 un BAP in collaborazione con ONG locali (Endangered Species International Congo) e internazionali (Wildlife Conservation Society) per gestire e mitigare gli impatti derivanti dalle operazioni della concessione di M'Boundi sulle vicine aree prioritarie per la biodiversità (habitat naturali critici) e sulle specie prioritarie, fra cui le grandi scimmie. Le principali azioni ancora in corso nel 2023 sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sensibilizzazione dei dipendenti e degli appaltatori;</li> <li>• controllo delle strade di accesso e dei limiti di velocità dei veicoli di Eni e degli appaltatori;</li> <li>• divieto di consumo e trasporto di carne di animali selvatici da parte dei dipendenti Eni e dei suoi appaltatori;</li> <li>• miglioramento delle misure igienico-sanitarie per evitare la trasmissione di malattie dall'uomo alle scimmie;</li> <li>• sensibilizzazione ed educazione delle comunità locali sui temi della biodiversità e studi socioeconomici per sostenere attività generatrici di reddito sostenibile;</li> <li>• studi sulla caccia e uso illegale di selvaggina da parte delle comunità locali, sviluppo di strategie per ridurre la caccia alle specie protette nell'area della concessione. Indagine sui conflitti tra uomo e fauna selvatica e sviluppo di un piano di mitigazione dei conflitti;</li> <li>• installazione di segnaletica stradale nella concessione e sviluppo di misure per evitare collisioni con la fauna selvatica e rispondere alle emergenze causate da eventuali collisioni;</li> <li>• sviluppo di una strategia di ripristino e compensazione degli habitat e specie prioritarie interessati da impatti diretti o indiretti.</li> </ul>
<b>Egitto</b>	BELAYIM LAND (SINAI) DL EKMA (SINAI) DL FEIRAN (SINAI) DL RAS GHARRA	<p>Nel 2023 Eni ha avviato l'implementazione del BAP predisposto nel 2022 per mitigare gli impatti derivanti dalle operazioni petrolifere nelle concessioni del Sinai e per promuovere la valorizzazione della biodiversità nell'area. Il BAP si concentra su elementi BES prioritari, identificati con il supporto tecnico di specialisti locali e internazionali, che includono: barriere coralline, praterie di fanerogame marine, tartarughe marine e uccelli migratori. Alcune delle azioni principali identificate nel BAP sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ottimizzazione della gestione e smaltimento della plastica e di altri rifiuti generati nell'area;</li> <li>• potenziamento di attività di pulizia e bonifica delle spiagge interessate dalla presenza di rifiuti solidi e da eventi storici di inquinamento da idrocarburi da fonti esterne diffuse, al fine di favorire un miglioramento dell'habitat;</li> <li>• approfondimento della conoscenza sulla presenza e stato delle specie attraverso l'istituzione di un programma di monitoraggio della biodiversità;</li> <li>• sensibilizzazione dei dipendenti e degli appaltatori sull'importanza della biodiversità e coinvolgimento delle comunità locali in attività a supporto della conservazione;</li> <li>• inoltre, nel 2023 la Strategia BES è stata aggiornata per includere la concessione di Ras Gharra all'interno del BAP.</li> </ul>
<b>USA (Alaska)</b>	ASSET DI OOOGURUK E NIKAITCHUQ	<p>In Alaska, dal 2009 è in corso un BAP per mitigare gli impatti sui valori prioritari BES identificati nell'area, ossia la tundra artica, gli orsi polari, le anatre marine e le foche, in linea con tutti i requisiti normativi e autorizzativi delle operazioni. Dal 2022, inoltre, è in corso una collaborazione con il Programma Artico della ONG internazionale Wildlife Conservation Society per estendere lo scopo del BAP e valutare i progressi verso il raggiungimento dell'obiettivo di No Net Loss e, ove possibile, contribuire a migliorare lo stato (Net Gain) e la conoscenza della biodiversità nell'area del North Slope dell'Alaska. Le principali azioni in corso nel 2023 includono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• aggiornamento del BAP;</li> <li>• monitoraggio continuo dei movimenti degli orsi polari all'interno dell'area operativa;</li> <li>• avvio della sperimentazione di nuovi approcci basati sull'uso di droni anziché aerei per individuare le tane degli orsi polari al fine di evitare e ridurre al minimo il potenziale disturbo per la specie;</li> <li>• realizzazione di un workshop sulla tundra artica per sintetizzare le conoscenze attuali sulle opportunità e sui rischi legati al ripristino di questo habitat e identificare le lacune informative da colmare con studi di ricerca ad hoc. Al workshop hanno partecipato rappresentanti di regolatori locali e nazionali, esperti, ricercatori, membri delle comunità locali e altre parti interessate del North Slope.</li> </ul>
<b>Messico</b>	AREA CONTRACTUAL 1 (MIZTON, AMOCA, TECOALLI)	<p>Al fine di mitigare gli impatti sui valori prioritari BES presenti nell'area di influenza dell'Area Contractual 1, che comprendono le aree umide costiere (Tular), le tartarughe marine e i mammiferi marini, Eni Mexico ha implementato un BAP, in fase di revisione nel 2024, e prevede misure di gestione della biodiversità nell'area di progetto sia in onshore che offshore, fra cui:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• il gasdotto terrestre è stato deviato di 15 metri per evitare le aree boschive e la metodologia di costruzione è passata da una trincea a cielo aperto a un tunnel sotterraneo sul 48% del percorso, riducendo gli impatti sugli habitat. Durante la costruzione del gasdotto i lavori sono stati supervisionati da biologi e, se necessario, flora e la fauna sono state catturate e trasferite in un'area vicina, al di fuori della zona di impatto;</li> <li>• nell'area del nuovo gasdotto sono stati ripristinati gli habitat delle zone umide interessate ed è in corso un progetto di ripristino di 70 ettari di mangrovie in una laguna vicina;</li> <li>• formazione regolare del personale dell'ORF (Onshore Receiving Facility) sulle misure di tutela della biodiversità e dell'ambiente;</li> <li>• ispezioni mensili dell'area ORF per verificare la presenza di fauna selvatica potenzialmente pericolosa e traslocazione sicura degli animali in un habitat vicino, al di fuori del perimetro dell'ORF;</li> <li>• campagne annuali di monitoraggio, comprese quelle per gli uccelli, i mammiferi e le tartarughe, per aumentare il livello di conoscenza dell'area di occorrenza e della stagionalità delle specie.</li> </ul>
<b>Ghana</b>	OFFSHORE CAPE THREE POINT (OCTP)	<p>La gestione della biodiversità per il progetto OCTP di Eni Ghana è allineata ai requisiti del Performance Standard 6 dell'International Finance Corporation e comprende un Piano di Gestione Ambientale, Sociale e Sanitaria con rigorosi requisiti ambientali, tra cui l'azzeramento di tutte le emissioni di gas in torcia e la reiniezione dell'acqua di produzione, e un piano di gestione dei rifiuti per garantire che tutti i rifiuti prodotti siano trattati in conformità con le normative ambientali ghanesi. Inoltre, sono stati sviluppati piani di azione (BAP) che stabiliscono obiettivi di performance per ciascuno dei valori prioritari di biodiversità identificati come potenzialmente a rischio durante le fasi di sviluppo e operazione. Tra questi, le foreste inondabili, le tartarughe marine, il capovaccaio e due specie di uccelli costieri migratori (specie trigger della KBA di Amansuri). L'implementazione delle attività del BAP e il monitoraggio dei risultati vengono intrapresi attraverso partnership con ONG locali e internazionali con competenze specifiche sulle specie. Il progetto monitora il numero di uccelli costieri e intraprende monitoraggi notturni delle spiagge durante la stagione di nidificazione delle tartarughe per identificare i nidi di tartaruga marina e, se necessario, trasferirli in incubatrici appositamente costruite. L'uso di una tecnologia portatile, collegata a un'applicazione su misura per il rilevamento delle tartarughe marine, fornisce dati di monitoraggio spaziale in tempo reale.</p> <p>Per mitigare gli impatti sugli habitat naturali causati dalla costruzione degli impianti, si stanno ripristinando 63.3 ettari (ha) di foresta di cui 12.3 ha tramite tecniche di riforestazione attiva e 51 ha dove viene promossa la rigenerazione naturale e viene disincentivata la deforestazione; in fase di test, sono stati installati nidi artificiali per accelerare il ritorno degli uccelli e, di conseguenza, i ruoli ecologici che svolgono nell'ecosistema.</p>
<b>Italia</b>	CONCESSIONI DICS (DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE), DIME (DISTRETTO MERIDIONALE), ENIMED (ENIMEDITERRANEA IDROCARBURII S.P.A).	<p>In Italia sono in corso attività di monitoraggio e mitigazione degli impatti sulla biodiversità, che hanno incluso analisi delle sensibilità BES, definizione e applicazione di BAP.</p> <p>Presso la Concessione onshore Val d'Agri di DIME è in corso dal 2003 un BAP avviato in collaborazione con ONG, università ed esperti locali incentrato sui seguenti valori prioritari BES: habitat critici (es. Faggeta, alcune praterie e arbusteti e le aree umide), i Chiroteri e gli Anfibi. Il BAP prevede diverse azioni di monitoraggio e mitigazione, tra cui:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• monitoraggio per ridurre le incertezze in merito agli impatti (es. di aree pozzo, condotte e strade di accesso sulla biodiversità) e verificare la presenza di specie minacciate (es. l'ululone appenninico);</li> <li>• monitoraggio di servizi ecosistemici;</li> <li>• installazione di cartelli stradali per sensibilizzare gli utilizzatori delle strade private gestite da Eni sulla presenza di fauna selvatica e il rischio di investimento;</li> <li>• ripristino di habitat naturali, che hanno interessato ad oggi almeno 46 ha, e monitoraggio dell'efficacia degli interventi fatti.</li> </ul> <p>Presso DICS, in Adriatico, nel 2023 è stata avviata la predisposizione del BAP, con previsione di finalizzazione a febbraio e attuazione delle azioni prioritarie a partire da marzo 2024.</p> <p>Presso EniMed nel 2023 è stata condotta una gap analysis propedeutica alla pianificazione di future attività di mitigazione degli impatti sulla biodiversità. Nel 2024 verrà predisposto il BAP.</p>

Paese	Concessione/sito	Descrizione delle azioni di ripristino e protezione degli habitat
Spagna	PARCO EOLICO DI RAPOSERAS, PARCO EOLICO DI CUEVAS, IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI CERRILLARES	<p>Nel 2023 Plenitude ha portato avanti l'implementazione di diverse misure per la conservazione della biodiversità in Spagna presso i parchi eolici di Raposeras e Cuevas, e nell'impianto fotovoltaico di Cerrillares.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>parco Eolico di Raposeras, La Rioja: installazione di segnali visivi passivi per aumentare la visibilità delle turbine eoliche e ridurre il rischio di impatto sull'avifauna. Completamento dell'attività di monitoraggio del comportamento e mortalità di uccelli e pipistrelli finalizzato a verificare l'efficacia delle misure implementate (iniziata nel 2022 e durata 12 mesi) all'interno del parco eolico e nelle aree limitrofe ad alto rischio.</li> <li>parco Eolico di Cuevas, Cuenca: svolgimento di una campagna di protezione e conservazione su avifauna locale (albanella minore) con misure mirate per evitare collisioni e interventi per individuare e proteggere i nidi.</li> <li>impianto fotovoltaico di Cerrillares: realizzazione di misure di conservazione della biodiversità, tra cui recinzioni permeabili alla fauna selvatica intorno all'impianto, cassette nido per pipistrelli, l'affitto di terreni nelle vicinanze dell'impianto per la conservazione dell'habitat dei rapaci forestali, una torre di riproduzione del gheppio minore e uno stagno d'acqua che fornisce un habitat adatto a diverse varietà di specie faunistiche. Gli obiettivi di conservazione della biodiversità sono stati monitorati durante la costruzione e rimarranno in funzione.</li> </ul>

## GESTIONE DEGLI SPILL<sup>(a)</sup>

Per saperne di più ► [Eni for 2023 - A Just Transition](#)

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
<b>Oil spill operativi</b>							<b>12.4</b>
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	67	46	36	36	<b>33</b>	
di cui: upstream		61	43	30	28	<b>26</b>	
Volumi oil spill (>1 barile)	(barili)	1.033	958	1.355	886	<b>7.728</b>	
di cui: upstream		985	882	436	845	<b>143</b>	
Oil spill operativi/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(barili/milioni di barili)	0,9	0,9	0,4	0,9	<b>0,2</b>	<b>12.4</b>
<b>Oil spill da sabotaggio (compresi furti)</b>							<b>12.4</b>
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	141 <sup>(a)</sup>	110	125 <sup>(a)</sup>	244	<b>373</b>	
di cui: upstream		141 <sup>(a)</sup>	109	125 <sup>(a)</sup>	244	<b>372</b>	
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	6.245 <sup>(a)</sup>	5.866	3.053 <sup>(a)</sup>	5.253	<b>5.094</b>	
di cui: upstream		6.245 <sup>(a)</sup>	5.457	3.053 <sup>(a)</sup>	5.253	<b>5.092</b>	
Volumi di oil spill da sabotaggi (compresi furti) in Nigeria (>1 barile)		6.245 <sup>(a)</sup>	4.452	3.053 <sup>(a)</sup>	5.253	<b>5.092</b>	<b>12.4</b>
<b>Chemical Spill</b>							<b>12.4</b>
Numero totale di chemical spill	(numero)	21	24	20	13	<b>16</b>	<b>12.4</b>
Volumi di chemical spill	(barili)	4	3	68	47	<b>2.260</b>	<b>12.4</b>
Spese e investimenti prevenzione spill <sup>(b)</sup>	(milioni di euro)	40,93	66,14	55,42	46,01	<b>43,79</b>	<b>9.5</b>
di cui: spese correnti		8,27	37,86	6,24	6,48	<b>9,90</b>	
di cui: investimenti		32,66	28,28	49,18	39,53	<b>33,89</b>	

(a) I dati sono stati aggiornati a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione.

(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Certificazioni dei Sistemi di Gestione HSE e Spese".

Nel 2023 i volumi sversati a seguito di oil spill operativi (pari a 7.728 barili) hanno registrato un aumento rispetto al 2022 a causa di uno sversamento di olio combustibile presso la raffineria di Sannazzaro di oltre 7.500 barili, quantità interamente recuperata. Gli eventi registrati all'estero hanno determinato meno del 2% dei quantitativi complessivamente sversati, registrando una riduzione di oltre l'83% rispetto al 2022. I Paesi più impattati sono stati l'Egitto (14 eventi, 93 barili sversati) e la Nigeria (5 eventi, 20 barili sversati). Complessivamente è stato recuperato il 99% dei volumi di oil spill operativi del 2023. Gli oil spill

da sabotaggio, pari a 5.094 barili, registrano una riduzione del 3% rispetto al 2022, nonostante un aumento degli eventi (373 rispetto a 244 nel 2022). Tutti gli eventi (ad eccezione di uno occorso lungo l'oleodotto Sannazzaro-Volpiano per complessivi 2 barili) sono avvenuti in Nigeria. Lo sversamento di maggiore entità (218 barili, di cui oltre 214 recuperati) è occorso sulla tratta Ogoda-Brass. Complessivamente è stato recuperato il 78% dei volumi di oil spill da sabotaggio. I volumi sversati da oil spill operativi hanno impattato per oltre il 99% il suolo e per meno dell'1% il corpo idrico, mentre quelli da sabotaggio hanno impattato per il 96% il suolo e

per il 4% il corpo idrico. I volumi sversati a seguito di chemical spill (2.260 barili totali) sono in aumento rispetto al 2022 in conseguenza di uno spill avvenuto in Indonesia presso Eni East Seppingan per una perdita di prodotto da una linea di iniezione sottomarina (2.234 barili); a seguito dell'evento sono state intensificate le attività di controllo e manutenzione. Infine, nel 2023 nessun oil spill è occorso in Artico. Inoltre, con riferimento agli spill impattanti le coste classificate con indice 8-10 secondo il ranking ESI, in linea con la classificazione del National Oceanic and Atmospheric Administration, i volumi sono pari a zero (0).

## TUTELA DELL'ARIA

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Emissioni di NO <sub>x</sub> (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO <sub>2</sub> eq.)	52,0	51,7	48,8	48,8	44,8	3.9 12.4
Emissioni di NO <sub>x</sub> /produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(tonnellate di NO <sub>2</sub> eq./kboe)	0,035	0,037	0,032	0,033	0,030	3.9 12.4
Emissioni di SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> eq.)	15,2	15,3	18,5	17,9	16,7	3.9 12.4
Emissioni di SO <sub>x</sub> /produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(tonnellate SO <sub>2</sub> eq./kboe)	0,010	0,012	0,015	0,016	0,014	3.9 12.4
Emissioni di SO <sub>x</sub> /lavorazioni di greggio e semilavorati (raffinerie)	(tonnellate SO <sub>2</sub> eq./migliaia di tonnellate)	0,200	0,173	0,156	0,148	0,138	3.9 12.4
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	24,1	21,4	24,0	23,1	22,1	3.9 12.4
Emissioni di PM (Particulate Matter)		1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	3.9 12.4
Spese e investimenti protezione aria <sup>(a)</sup>	(milioni di euro)	53,79	54,21	87,42	76,66	63,60	9.5
di cui: spese correnti		25,92	20,57	31,65	41,83	34,64	
di cui: investimenti		27,87	33,64	55,77	34,84	28,97	

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Certificazioni dei Sistemi di Gestione HSE e Spese".

Nel 2023 le emissioni di inquinanti in atmosfera sono diminuite, ad eccezione delle emissioni di particolato (PM) che sono rimaste stabili rispetto all'anno precedente. Il calo delle emissioni di SO<sub>x</sub> è legato principalmente

alla riduzione del contributo da safety flaring registrato presso il centro COVA del Distretto Meridionale del settore E&P. Sulla riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> e NMVOC hanno influito l'uscita dal dominio di Eni Pakistan, Eni An-

gola e Sergaz, i minori consumi di diesel in Egitto e di fuel gas in Congo e Nigeria, nonché alcune fermate per manutenzione presso gli stabilimenti petrolchimici e la raffineria di Sannazzaro.

## RIFIUTI

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	2,2	1,8	2,1	2,7	3,4	12.5
di cui: pericolosi		0,5	0,4	0,5	1,1	2,1	
di cui: non pericolosi		1,7	1,4	1,6	1,7 <sup>(a)</sup>	1,3	

(a) Alcuni dati 2022 relativi ai rifiuti sono stati rettificati (si veda tabella sotto per la specifica), riconducibili a modifiche segnalate successivamente alla chiusura del consuntivo 2022 da Eni Plenitude per le società Adriaplif ed Eni Gas & Power France.

		2019		2020		2021		2022		2023		SDG target
		Interno	Presso terzi	Interno	Presso terzi	Interno	Presso terzi	Interno	Presso terzi	Interno	Presso terzi	
Rifiuti pericolosi da attività produttiva recuperati/riciclati o smaltiti	(milioni di tonnellate)	0,03	0,43	0,02	0,39	0,01	0,45	0,08	0,97	1,26	0,85	
di cui: recuperati/riciclati		0,00	0,04	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00	0,21	
di cui: smaltiti		0,03	0,39	0,02	0,35	0,01	0,41	0,08	0,93	1,26	0,64	
di cui: inceneriti		0,02	0,07	0,01	0,12	0,00	0,17	0,03	0,03	0,00	0,05	
di cui: in discarica		0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	
di cui sottoposti a trattamento chimico/fisico/biologico		0,00	0,04	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	
di cui inviati ad altro smaltimento		0,01	0,28	0,02	0,22	0,01	0,23	0,05	0,88	1,25	0,56	
Rifiuti non pericolosi da attività produttiva recuperati/riciclati o smaltiti		0,23	1,46	0,18	1,21	0,09	1,53	0,24 <sup>(a)</sup>	1,40	0,16	1,02	
di cui: recuperati/riciclati		0,00	0,11	0,00	0,16	0,00	0,19	0,00 <sup>(a)</sup>	0,22 <sup>(a)</sup>	0,01	0,28	
di cui: smaltiti		0,23	1,35	0,17	1,05	0,09	1,34	0,24	1,18 <sup>(a)</sup>	0,15	0,74	
di cui: inceneriti		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,07	
di cui: in discarica		0,00	0,11	0,00	0,09	0,00	0,07	0,00	0,10	0,00	0,09	
di cui sottoposti a trattamento chimico/fisico/biologico		0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	
di cui inviati ad altro smaltimento		0,23	1,23	0,17	0,95	0,09	1,27	0,23	1,01 <sup>(a)</sup>	0,15	0,56	

(a) Alcuni dati 2022 relativi ai rifiuti sono stati rettificati (si veda tabella sotto per la specifica), riconducibili a modifiche segnalate successivamente alla chiusura del consuntivo 2022 da Eni Plenitude per le società Adriaplif ed Eni Gas & Power France.

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Spese e investimenti gestione rifiuti <sup>(a)</sup>	(milioni di euro)	249,64	217,02	258,68	246,38	<b>223,35</b>	<b>9.5</b>
di cui: spese correnti		245,51	203,62	247,91	241,55	<b>218,64</b>	
di cui: investimenti		4,13	13,39	10,76	4,83	<b>4,71</b>	

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Certificazioni dei Sistemi di Gestione HSE e Spese".

Per la gestione dei rifiuti si pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica dei soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero ricercando ogni soluzione praticabile volta alla prevenzione dei rifiuti. La quasi totalità dei rifiuti di Eni in Italia è gestita da Eni Rewind<sup>36</sup> che si avvale degli strumenti digitali implementati negli ultimi anni per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti. Al fine di limitare gli impatti negativi legati ai rifiuti, viene fatto esclusivo ricorso a soggetti autorizzati, privilegiando le soluzioni di recupero a quelle di smaltimento, in

linea con i criteri di priorità indicati dalla normativa comunitaria e nazionale. Eni Rewind, sulla base delle caratteristiche del singolo rifiuto, seleziona le soluzioni di recupero/smaltimento tecnicamente percorribili privilegiando nell'ordine il recupero, le operazioni di trattamento che riducano i quantitativi da avviare a smaltimento finale e gli impianti idonei a minor distanza dal sito di produzione del rifiuto; inoltre, sono svolti audit sui fornitori ambientali, nei quali viene valutata la loro gestione operativa dei rifiuti. I rifiuti da attività produttive generati nel 2023 sono aumentati complessivamente del 25% rispetto al 2022,

a seguito dell'incremento delle acque di scarico sanitarie di El Gamil (Egitto) e delle acque industriali e di produzione di Zohr (Egitto). I rifiuti non pericolosi registrano una riduzione (-23%) a seguito della riduzione delle acque di produzione smaltite dal Centro Oli Val D'Agri (Italia). I rifiuti recuperati e riciclati sono aumentati al 15% dei rifiuti totali smaltiti<sup>37</sup>. I rifiuti smaltiti presso terzi sono stati pari al 49% del totale (34% i rifiuti pericolosi e 83% quelli non pericolosi), mentre i rifiuti recuperati e riciclati presso terzi sono stati pari al 98% del totale (100% i rifiuti pericolosi e 96% quelli non pericolosi).

## BONIFICHE

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Rifiuti da attività di bonifica prodotti	(milioni di tonnellate)	4,1	4,2	4,2	4,4	<b>2,8</b>	<b>12.5</b>
di cui: pericolosi		0,0	0,0	0,1	0,1	<b>0,1</b>	
di cui: non pericolosi		4,1	4,2	4,1	4,3	<b>2,7</b>	
Spese e investimenti bonifiche suolo e falda <sup>(a)</sup>	(milioni di euro)	367,20	411,21	451,97	567,54	<b>519,41</b>	<b>9.5</b>
di cui: spese correnti		336,21	377,47	402,07	521,28	<b>478,25</b>	
di cui: investimenti		30,99	33,74	49,90	46,26	<b>41,16</b>	

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Certificazioni dei Sistemi di Gestione HSE e Spese".

Nel 2023 sono state generate complessivamente 2,8 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 2,5 milioni da Eni Rewind), costituite per il 59% da acque trattate in impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente. La riduzione dei volumi generati nel 2023 è ricon-

ducibile al calo del contributo dei rifiuti "acque di falda" per il cambio di regime autorizzativo presso l'impianto TAF di Porto Torres di Eni Rewind (da dicembre 2022 le acque di falda sono trattate in regime di reflui e non più di rifiuti). Il 97% dei rifiuti da bonifica prodotti nel periodo è costituito da ri-

futi non pericolosi. La spesa complessiva per le bonifiche nel 2023 ammonta ad oltre €519 milioni. Circa il 46% della spesa in bonifica del 2023 è sostenuta da Eni Rewind (oltre €238 milioni), impegnata in interventi di risanamento suoli e falda in siti contaminati dismessi e in esercizio.

<sup>36</sup> Eni Rewind è la società ambientale di Eni che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti, industriali o derivanti da attività di bonifica, attraverso progetti di risanamento e di recupero sostenibili, sia in Italia che all'estero.

<sup>37</sup> Nel dettaglio, nel 2023 il 10% dei rifiuti pericolosi da attività produttiva smaltiti da Eni è stato recuperato/riciccolato, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 2% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il restante 86% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi da attività produttiva, il 25% è stato recuperato/riciccolato, il 6% è stato incenerito, l'8% è stato smaltito in discarica, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico mentre il rimanente 60% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo).

## DIRITTI UMANI

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

### FORMAZIONE E SECURITY

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Ore dedicate a formazione sui diritti umani <sup>(a)</sup>	(numero)		28.838	22.983	14.245	<b>1.182</b>	<b>4.7</b>
Partecipazioni a corsi sul tema dei diritti umani		44.396	21.150	17.101	11.460	<b>1.184</b>	
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani		19.745	7.076	4.931	3.042	<b>474</b>	
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(b)</sup>	(%)	97	92	94	89	<b>77</b>	
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		97	97	98	97	<b>100</b>	<b>16.1</b>
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(c)</sup>	(numero)	696	32	88	409	<b>170</b>	<b>16.1</b>
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(d)</sup>	(%)	92	91	90	93	<b>90</b>	<b>16.1</b>

(a) I dati riportati in tabella considerano le ore di formazione consuntivate dai dipendenti.

(b) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.

(c) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative. Nelle Forze di Sicurezza è incluso sia il personale della vigilanza privata che opera contrattualmente per Eni, sia il personale delle Forze di Sicurezza pubbliche, siano esse militari o civili, che svolgono, anche indirettamente, attività e/o operazioni di security a tutela delle persone e degli asset di Eni.

(d) Si tratta di un valore percentuale cumulato.

A seguito della conclusione nel 2022 della campagna di formazione per dirigenti e quadri (Italia ed estero) sui diritti umani, nel 2023 sono stati resi disponibili a tutti i dipendenti i tre corsi specifici ("Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities" e "Human rights in the Supply Chain"), insieme agli altri percorsi già offerti sulle tematiche di sostenibilità e diritti umani. Nel 2023 sono proseguite le attività di sensibilizzazione e formazione sul contrasto alla violenza e alle molestie sul lavoro, estese anche alle realtà operative (stabilimenti e Distretti). Nel corso del 2023, la percentuale del personale della famiglia professionale Security formato in tema di diritti umani si è attestata al 90%; tale percentuale riflette il ricambio quali/quantitativo delle risorse in ingresso ed in uscita dalla

famiglia professionale anno su anno. Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. A tal proposito, dal 13 al 15 novembre 2023 a Basra, Iraq, si è tenuto il Workshop Security & Human Rights, condotto da una società indipendente di consulenza, specializzata nel security management e tutela dei Diritti Umani in ambito internazionale, con più di 300 partecipanti, (170 appartenenti alle forze armate ed alle forze di sicurezza), tra cui l'Ambasciatore Italiano in Iraq, parlamentari dello Stato federale iracheno, il Governatore della regione, tutti i vertici militari del sud dell'Iraq e del Mini-

stero dell'Interno, e di ulteriori personalità di organismi locali ed internazionali. Tale Workshop ha rappresentato la 22<sup>a</sup> edizione dell'iniziativa di formazione che finora ha coinvolto 15 Paesi. In alcuni Paesi, quali l'Australia e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene, nei confronti delle quali ha adottato delle politiche specifiche a tutela dei loro diritti, cultura e tradizioni e per promuovere la loro consultazione preventiva, libera e informata. La più recente di queste ► **Policy**, riferita alle popolazioni indigene in Alaska interessate dalle attività di business svolte dalla società controllata Eni US Operating nell'area, è stata adottata nel 2020 e rinnovata nel 2021. Nel corso dell'anno non sono stati accertati episodi di violazione dei diritti di tali popolazioni<sup>38</sup>.

38 L'analisi dei grievance presentati attraverso i grievance mechanism adottati nei Paesi menzionati non ha evidenziato criticità su tematiche riconducibili ai diritti umani.

## FASCICOLI DI SEGNALAZIONI AFFERENTI IL RISPETTO DEI DIRITTI UMANI

	2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti al rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno e suddivisi per esito dell'istruttoria e per tipologia <sup>(a)</sup> :	(numero)	20 (26)	25 (28)	30 (40)	45 (62)	<b>46 (62)</b> <b>5.1 5.2 8.8</b> <b>10.3 16.1 16.5</b>
<b>Asserzioni fondate</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	
Potenziali impatti socio-economici sulle comunità locali <sup>(b)</sup>	0	0	0	0	0	
Potenziali impatti sulla salute, la sicurezza e/o l'incolumità delle comunità locali <sup>(c)</sup>	0	1	0	0	0	
Potenziali impatti sui diritti dei lavoratori <sup>(d)</sup>	5	6	2	7	7	
Potenziali impatti sulla salute e sicurezza occupazionale <sup>(e)</sup>	2	4	0	5	1	
<b>Asserzioni parzialmente fondate<sup>(f)</sup></b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Potenziali impatti socio-economici sulle comunità locali	-	-	0	0	0	
Potenziali impatti sulla salute, la sicurezza e/o l'incolumità delle comunità locali	-	-	1	0	0	
Potenziali impatti sui diritti dei lavoratori	-	-	2	0	0	
Potenziali impatti sulla salute e sicurezza occupazionale	-	-	0	0	0	
<b>Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Potenziali impatti socio-economici sulle comunità locali	1	0	1	0	0	
Potenziali impatti sulla salute, la sicurezza e/o l'incolumità delle comunità locali	0	0	0	0	0	
Potenziali impatti sui diritti dei lavoratori	5	7	3	0	0	
Potenziali impatti sulla salute e sicurezza occupazionale	2	2	3	0	0	
<b>Asserzioni non fondate/non accertabili<sup>(g)</sup>/not applicable<sup>(h)</sup></b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>28</b>	<b>50</b>	<b>54</b>	
Potenziali impatti socio-economici sulle comunità locali	0	0	1	0	0	
Potenziali impatti sulla salute, la sicurezza e/o l'incolumità delle comunità locali	1	0	3	3	2	
Potenziali impatti sui diritti dei lavoratori	10	8	14	33	46	
Potenziali impatti sulla salute e sicurezza occupazionale	0	0	10	14	6	
Inerenti episodi di discriminazione <sup>(i)</sup>	-	-	-	3	6	

(a) A partire dal 1° ottobre 2021 è stata definita una diversa classificazione degli esiti dei Fascicoli che passano da 4 ("Fondato", "Non Fondato con Azioni", "Non Fondato" e "Not Applicable") a 5 categorie ("Fondato", "Parzialmente Fondato", "Non Fondato", "Non Accertabile" e "Not Applicable").

(b) Incluse problematiche relative ai processi di consultazione e/o compensazione e all'aumento dei conflitti.

(c) Inclusi gli adempimenti previsti per la gestione di prodotti inquinanti.

(d) Inclusi ritardi nel riconoscimento delle retribuzioni dovute, discriminazione, molestie, bullying e mobbing.

(e) Inclusi ambienti di lavoro insalubri e/o insicuri.

(f) Asserzioni dalle cui verifiche sono emersi parziali elementi a conferma della fondatezza dei fatti in esse segnalati (classificazione introdotta dal 1° ottobre 2021).

(g) Asserzioni che non contengono elementi circostanziati, precisi e/o sufficientemente dettagliati e/o, per le quali sulla base degli strumenti di indagine a disposizione, non è possibile confermare o escludere la fondatezza dei fatti in esse segnalati.

(h) Asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con l'oggetto di precontenziosi, contenziosi e indagini in corso da parte di pubbliche autorità (ad esempio, autorità giudiziarie, ordinarie e speciali, organi amministrativi ed authority indipendenti investiti di funzioni di vigilanza e controllo). La valutazione è effettuata previo parere da parte della funzione affari legali o delle altre funzioni competenti.

(i) Degli asseriti episodi di discriminazione, n. 1 asserzione presenta elementi a conferma di quanto segnalato.

Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2023 è stata completata l'istruttoria su 80 fascicoli<sup>39</sup>, di cui 46 includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza occupazionale. Tra queste sono state verificate 62 asserzioni, per 8 delle quali sono stati confermati,

almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti. In particolare, sono state intraprese: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento dei controlli in essere; (ii) azioni di sensibilizzazione sulle tematiche del Codice Etico e della "Zero To-

lerance" Policy; e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 13 fascicoli, in 9 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

39 Il fascicolo di segnalazione è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla segnalazione (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale è riportata la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati. In particolare, Eni, sin dal 2006, si è dotata di una normativa (aggiornata da ultimo nel marzo 2024) che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. whistleblowing) ricevute da Eni SpA e dalle società controllate aventi ad oggetto presunti comportamenti - riferibili a Persone di Eni ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni - che si sono verificati o che molto verosimilmente potrebbero verificarsi - in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne (quali, MSG Anticorruzione, ecc.). La normativa (pubblicata sul sito internet della Società) definisce le modalità operative di gestione delle segnalazioni e le attività di reporting al Collegio Sindacale (che, in qualità di Audit Committee ai fini della normativa SOA esamina tutti i fascicoli di segnalazioni), all'Organismo di Vigilanza e, per le segnalazioni di competenza di ciascuna Società Controllata, ai rispettivi Organi di Controllo, ove presenti.

## TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

### SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E GESTIONE DEI RISCHI

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Interventi di audit	(numero)	74	67	62	52	64	
Audit a programma		61	61	53	42	50	
Audit a spot		4	-	3	3	2	
Follow-up		9	6	6	7	12	
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione		27	31	20	25	30	16.5
Workshop generale		1.237	904	1.284	1.346	1.574	16.5
Job specific training		1.108	568	702	523	687	16.5
Paesi in cui Eni supporta i Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	9	9	9	9	9	17.16

Nel corso del 2023 sono stati svolti 30 interventi di audit in 16 Paesi, nell'ambito dei quali sono state eseguite verifiche anticorruzione applicabili sul rispetto delle previsioni del Compliance Program Anti-Corruzione, e 13 interventi di vigilanza sui Modelli 231/di Compliance delle società controllate italiane/estere. Nel triennio 2021-2023 gli interventi di audit pianificati hanno garantito la copertura di tutti i processi core business. Come nel 2022, anche quest'anno i casi di corruzione accertati<sup>40</sup> relativi ad Eni

SpA sono pari a 0 e, conseguentemente, non vi sono stati licenziamenti legati a questa casistica. Per i procedimenti in corso e per il totale dei casi significativi di non conformità a leggi e regolamenti (ivi inclusi comportamenti anticorrenziali e violazioni delle normative antitrust e partiche monopolistiche) si veda la sezione ► **"Contenziosi" nella Relazione Finanziaria Annuale**. Nel corso dell'anno 2023 è iniziata l'erogazione, in lingua italiana, del nuovo corso e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione

per il personale a medio e alto rischio, che ha coinvolto 6.742 partecipanti e la cui erogazione proseguirà nel 2024 anche in lingua inglese e francese. Inoltre, è proseguita l'erogazione del corso "Codice Etico, anticorruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa", rivolto a tutta la popolazione Eni, in Italia e all'estero. Inoltre, nel 2023 è proseguita la formazione sui temi anti-corruzione attraverso general workshop e job specific training secondo la metodologia risk-based iniziata nel 2019.

40 Sentenze di condanna passate in giudicato relative a procedimenti penali per corruzione domestica e/o internazionale in cui vi sia stato l'accertamento nel merito di un fatto di corruzione.



## GESTIONE DELLE SEGNALAZIONI

	2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
<b>Fascicoli di segnalazioni aperti nell'anno suddivisi per processo oggetto della segnalazione</b> (numero)	<b>68</b>	<b>74</b>	<b>73</b>	<b>78</b>	<b>77</b>	<b>5.1 5.2 8.8</b> <b>10.3 16.1 16.5</b>
Approvvigionamenti	20	20	20	20	19	
Risorse umane	22	16	27	35	42	
Manutenzione	2	1	1	2	2	
Commerciale	3	12	6	4	6	
Logistica materie prime e prodotti	3	3	3	2	-	
HSE	4	10	7	9	6	
Altro (security, operations, portfolio management e trading)	14	12	9	6	2	
<b>Fascicoli di segnalazioni archiviati nell'anno suddivisi per esito dell'istruttoria</b>	<b>74</b>	<b>73</b>	<b>74</b>	<b>77</b>	<b>80</b>	
Fondati	18	22	10	12	10	
Parzialmente fondati <sup>(a)</sup>	-	-	13	14	10	
Non fondati con adozione di azioni di miglioramento	26	32	18	-	-	
Non fondati/non accertabili <sup>(b)</sup> /not applicable <sup>(c)</sup>	30	19	33	51	60	

(a) Dalle verifiche svolte sono emersi elementi che fanno ragionevolmente ritenere fondate una o più asserzioni contenute nella segnalazione (classificazione introdotta dal 1° ottobre 2021).

(b) Segnalazioni che non contengono elementi circostanziati, precisi e/o sufficientemente dettagliati e/o, per le quali sulla base degli strumenti di indagine a disposizione, non è possibile confermare o escludere la fondatezza delle asserzioni contenute nella segnalazione.

(c) Asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con l'oggetto di precontenziosi, contenziosi e indagini in corso da parte di pubbliche autorità (ad esempio, autorità giudiziarie, ordinarie e speciali, organi amministrativi ed authority indipendenti investiti di funzioni di vigilanza e controllo). La valutazione è effettuata previo parere da parte della funzione affari legali o delle altre funzioni competenti.

Nel 2023 sono pervenute 98 segnalazioni<sup>41</sup> a fronte delle quali sono stati aperti 77 fascicoli. Nello stesso periodo sono stati archiviati complessivamente 80 fascicoli, le cui verifiche hanno avuto i seguenti esiti: (i) per 60 fascicoli le verifiche non hanno evidenziato elementi a conferma della fondatezza dei fatti segnalati; tuttavia, per 34 sono state comunque assunte azioni correttive e/o di miglioramento;

(ii) per 20 fascicoli le verifiche hanno confermato, almeno in parte, il contenuto delle segnalazioni e sono state adottate le opportune azioni correttive. I suddetti 20 fascicoli si riferiscono principalmente a: comportamenti non conformi alle normative interne da parte di dipendenti e inadempimenti contrattuali da parte di fornitori. Le azioni correttive adottate a seguito di tali fascicoli sono consistite

principalmente in: (i) azioni di sensibilizzazione nei riguardi di dipendenti e provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili; (ii) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento di controlli in essere; (iii) azioni verso fornitori. Al 31 dicembre 2023 risultano ancora aperti 13 fascicoli.

41 Per segnalazione si intende qualsiasi comunicazione ricevuta da Eni avente ad oggetto comportamenti – riferibili a Persone di Eni ovvero a tutti coloro che operano o hanno operato in Italia e all'estero in nome o per conto o nell'interesse di Eni – che si sono verificati o che molto verosimilmente potrebbero verificarsi – ivi inclusi, dunque, i fondati e concreti sospetti, nonché i tentativi di occultare tali comportamenti – che si pongano in violazione di leggi e regolamenti, provvedimenti delle Autorità, Codice Etico, Modelli 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere e normative interne (quali, MSG Anticorruzione, ecc.).

# Clienti e fornitori

Per saperne di più ► [Eni for 2023 - A Just Transition](#)

## SODDISFAZIONE DEI CLIENTI

Anche nel 2023, Plenitude ha offerto a tutti i clienti B2C energia elettrica certificata, tramite l'acquisto di garanzie di origine europea come immessa in rete e prodotta da impianti alimentati al 100% da fonti rinnovabili. Si è registrato un incremento della percentuale di energia elettrica certificata rispetto al totale dell'energia venduta in Europa, passando dal 66% nel 2022 al 69% nel 2023. Per Plenitude la centralità dei clienti è un valore fondamentale, tanto da essere compreso tra le fina-

lità di beneficio comune dichiarate nello Statuto societario. Attraverso l'ascolto attivo dei bisogni, Plenitude si impegna a migliorare costantemente i servizi offerti ed ha strutturato un sistema di monitoraggio per cogliere il livello globale di soddisfazione dei clienti che si arricchisce di anno in anno. Infatti, vengono condotte più volte all'anno indagini di customer satisfaction su un campione statisticamente rappresentativo dell'intera customer base. Rispetto al 2022, è stata mantenuta

pressoché invariata la percentuale di customer satisfaction<sup>42</sup>, con una percentuale dell'82,5% (rispetto all'82,6% nel 2022). Ulteriore indicatore di efficacia e soddisfazione delle attività di customer care e di customer experience è il Net Promoter Score (NPS) che misura in modalità multicanale (telefono, chat, mail e supporto nei negozi) la percentuale di clienti che consiglierebbe Plenitude come operatore. Nel 2023 l'NPS ha mantenuto gli alti livelli raggiunti nel 2022 (2,94xNPS del 2018).

## VALUTAZIONE DEL SERVIZIO

	2021	2022	2023
Clienti soddisfatti <sup>(a)</sup>	(%) 69,8	82,6	<b>82,5<sup>(b)</sup></b>

(a) Fonte: Ipsos, Indagine Customer Satisfaction per Eni Plenitude su campione statisticamente rappresentativo della clientela residenziale. Media di due wave annuali.

(b) Il valore è dato dalla % di rispondenti che hanno dato un voto tra 7 e 10 alla seguente domanda: "Nel complesso quanto è soddisfatto di Plenitude, risponda con un voto da 0 a 10 dove 0 significa per nulla soddisfatto e 10 significa completamente soddisfatto".

## LA TUTELA DEI CLIENTI

Plenitude mantiene un contatto diretto con le associazioni dei consumatori, a cui viene garantita la possibilità di segnalare potenziali inadempienze del servizio e malfunzionamenti dei prodotti a loro segnalate dai clienti. Inoltre, Plenitude è in prima linea nel monitoraggio costante dei tentativi di frode a cui possono essere esposti i clienti. La Società ha posto in essere numerose iniziative per supportare i clienti vittime di potenziali truffe, fornendo loro alcuni strumenti specifici di

difesa e verifica sull'identità di chi li contatta. In particolare:

- **SEGNALAZIONI DEDICATE** ai clienti di Plenitude per informarli dei tentativi di frode con l'obiettivo di farli passare ad altro fornitore;
- creazione di un **NUMERO VERDE DEDICATO** per prendere in carico le segnalazioni di chiamate sospette, raccogliendo informazioni qualitative sul contenuto della chiamata. Il servizio, attivato nel 2020, ha ricevuto più di

8.600 segnalazioni nel corso del 2023, di cui più del 90% relative a numerazioni non iscritte al ROC (Registro Unico Operatori Call Center) e pertanto in violazione della legge e potenzialmente fraudolente;

- servizio sul sito Plenitude ► **"VERIFICA CHI TI STA CHIAMANDO"**, che permette ai clienti di verificare che il numero da cui essi vengono contattati sia effettivamente attribuibile ad un operatore di Plenitude.

## FORNITORI

Per saperne di più ► [Eni for 2023 - A Just Transition](#)

### ASSESSMENT SUI FORNITORI

		2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	5.906	5.655	6.318	6.622	<b>6.471</b>	<b>5.2 8.8 16.1</b>
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		898	828	487	659	<b>499</b>	
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		96	124	34	54	<b>40<sup>(a)</sup></b>	
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali <sup>(b)</sup>	(%)	100	100	100	100	<b>100</b>	<b>5.2 8.8 16.1</b>

(a) Nel 2023 non si segnalano interruzioni di rapporti con fornitori per violazioni legate alla corruzione.

(b) La valutazione viene svolta sulla base di informazioni disponibili da fonti aperte e/o dichiarate dal fornitore e/o indicatori di performance e/o da audit in campo, attraverso almeno uno dei seguenti processi: Due Diligence reputazionale, processo di qualifica, feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o compliance, processo di retroazione, assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA8000 o certificazione similare).

Nel corso del 2023, 6.471 fornitori<sup>43</sup> sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anticorruzione, compliance). La diminuzione rispetto al 2022 è riconducibile alla complessiva riduzione del numero di fornitori movimentati nel corso dell'anno. L'8% dei fornitori oggetto di verifica (pari a 499) sono interessati da potenziali criticità soggette ad azioni di miglioramento e per 40 di questi (lo 0,6% dei fornitori oggetto di verifica), sono stati interrotti i rapporti per valutazione negativa in fase di qualifica oppure per provvedi-

mento di sospensione o revoca della qualifica. Inoltre, nel corso del 2023 Eni ha avviato il programma di supplier diversity "Inclusion Development Partnership" con la finalità di rafforzare le caratteristiche di diversità, equità ed inclusione (DEI) nelle vendor list. Attraverso una specifica attività di assessment vengono individuate e valorizzate le aziende con assetto proprietario e/o organizzativo caratterizzato da categorie tipicamente sottorappresentate, oltre alle società che promuovono nei confronti della propria organizzazione e/o dei propri stakeholder iniziative d'eccellenza dedicate alla diversità ed inclusione. Il programma

si compone inoltre di attività formative e di condivisione di best practice volte ad accrescere la cultura DEI lungo la filiera e definire piani di sviluppo e azioni concrete che i fornitori possono mettere in atto per migliorare queste caratteristiche. Infine, attraverso l'iniziativa ed alleanza Open-es, Eni promuove, nei diversi settori industriali e livelli della filiera, l'accrescimento della consapevolezza e competenza sulle tematiche di inclusione e più generale in ambito ESG, stimolando le aziende a misurarsi e migliorarsi sulle caratteristiche DEI, quali ad esempio gender pay gap e distribuzione di genere tra le figure manageriali.

43 Include anche tutti i nuovi fornitori.

# Alleanze per lo sviluppo

Per saperne di più ► Eni for 2023 - A Just Transition

## INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE

	(milioni di euro)	2019	2020	2021	2022	2023	SDG target
<b>Investimenti per lo sviluppo locale per settore di intervento</b>		<b>95,3</b>	<b>96,1</b>	<b>105,3</b>	<b>76,4</b>	<b>95,0<sup>(a)</sup></b>	
Accesso all'energia		4,2	8,1	5,6	4,1	<b>3,5</b>	<b>7.1</b>
Diversificazione economica		39,9	33,1	33,6	36,7	<b>35,2</b>	<b>8.1</b>
Educazione e formazione professionale		16,9	13,3	16,2	17,4	<b>26,1</b>	<b>4.4</b>
Accesso all'acqua e servizi igienico sanitari		1,8	3,9	4,8	2,8	<b>2,2</b>	<b>6.a</b>
Tutela del territorio		5,3	12,2	27,5	3,9	<b>6,9</b>	<b>15.a</b>
Salute		8,6	13,3	11,6	10,3	<b>10,7</b>	<b>3.8 2.1 2.2 3.1 3.2 3.3 3.4</b>
Compensazione e reinsediamento		18,6	12,2	6,0 <sup>(b)</sup>	1,2	<b>10,4</b>	<b>8.3</b>
<b>Investimenti per lo sviluppo locale per area geografica</b>							
Africa		53,3	44,2	37,1	39,1	<b>51,6</b>	
Americhe		3,9	5,0	5,7	3,5	<b>4,2</b>	
Asia		28,1	28,2	28,0	26,0	<b>26,5</b>	
Italia		8,2	16,9	32,6	6,5	<b>10,7</b>	
Resto d'Europa		1,5	1,8	1,8	1,3	<b>2,0</b>	
Oceania		0,3	0,02	0,002	0	<b>0,03</b>	
<b>Investimenti per le infrastrutture<sup>(c)</sup></b>				<b>39,8</b>	<b>31,3</b>	<b>32,6</b>	

(a) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2023 sono pari a €10,5 mln, di cui: €10,3 mln in Mozambico, €0,07 mln in Ghana e €0,1 mln in Kazakistan. Rispetto al 2022 si registra un incremento di circa €18,6 milioni. Le principali variazioni riguardano le spese di resettlement in Mozambico (in aumento per circa €9,2 milioni) e il settore dell'educazione (in aumento per circa €8,7 milioni). La maggiore spesa in educazione è dovuta a un incremento delle attività infrastrutturali nel settore educativo in Kazakistan (€7,4 milioni) e in Costa d'Avorio (€3 milioni) a fronte di marginali riduzioni negli altri Paesi.

(b) Il dato è stato riesposto rispetto a quanto pubblicato nel 2021 per arrotondamenti.

(c) Gli investimenti per le infrastrutture comprendono tutte le infrastrutture dei settori di intervento (scuole (educazione), ospedali (salute), centrali per il trattamento delle acque (acqua), eventuali infrastrutture dell'energia, ecc).

Nel 2023, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €95 milioni (quota Eni), di cui circa il 96% nell'ambito delle attività Upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €51,6 milioni, di cui €48,1 milioni nell'area sub-sahariana principalmente nell'ambito dello sviluppo e manutenzione di infrastrutture, in particolare edifici scolastici, e nelle iniziative di educazione e formazione professionale. In Asia sono stati spesi circa €26,5 milioni, principalmente investiti nello sviluppo e nella manutenzione di infrastrutture (in particolare edifici scolastici) e nella formazione professionale. In Italia sono stati spesi €10,7 milioni. Complessivamente, in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €32,6 milioni, di cui €17,7 milioni in Asia, €12,6 milioni in Africa, €1,3 milioni in Italia e €1,0 milioni in America Centrale. Inoltre, vengono svolte delle analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estere che, nel 2023, è risultata pari a circa il 31% dello speso totale. Tale dato è legato anche all'utilizzo di nuovi contratti per lo sviluppo di grandi progetti

ad elevato contenuto tecnologico gestiti sul mercato da grandi realtà internazionali. Tra i principali progetti realizzati nel 2023 si segnalano iniziative per favorire: (i) l'accesso all'energia in Costa D'Avorio e Mozambico attraverso la distribuzione di sistemi di cottura migliorati e relative campagne di sensibilizzazione; (ii) la diversificazione economica nel settore agricolo in Egitto, Nigeria e Mozambico, l'imprenditoria locale e giovanile in Costa D'Avorio, Ghana e Messico e lo sviluppo socio-economico nel settore ittico in Messico e Mozambico attraverso il supporto alla pesca sostenibile; (iii) l'accesso all'educazione e formazione a supporto dei programmi scolastici in Costa D'Avorio, Egitto, Ghana, Messico, attività di training e formazione professionale in Egitto e Mozambico, attività di ristrutturazione di edifici scolastici in Indonesia, Iraq e Messico, distribuzione di borse di studio per studenti di scuole secondarie e post secondarie in Nigeria; (iv) l'accesso all'acqua attraverso il miglioramento dei sistemi di approvvigionamento idrico a scopo domestico e agricolo in due comunità rurali in Egitto e una contea

in Kenya; proseguono la fornitura di acqua potabile dell'impianto di Al-Burdjazia nell'area di Zubair e la costruzione dell'impianto di potabilizzazione Al-Buradeiah a Bassora; continuano le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja e Muara Jawa nel Kalimantan orientale in Indonesia; in Mozambico l'avvio di varie iniziative volte alla costruzione di infrastrutture e alla realizzazione di campagne di sensibilizzazione su buone pratiche igieniche e sanitarie; (v) la tutela del territorio attraverso attività di sensibilizzazione e piantumazione delle mangrovie nel distretto di Mecufi in Mozambico volte alla protezione dell'ambiente circostante. Nell'ambito dei progetti di sviluppo sanitario, nel 2023, Eni ha realizzato iniziative in 15 Paesi per un totale di spesa di €10,7 milioni, per il miglioramento dello stato di salute delle popolazioni attraverso il rafforzamento delle competenze del personale sanitario, come ad esempio in Angola, Libia e Costa d'Avorio, la costruzione e la riabilitazione di strutture sanitarie e il loro equipaggiamento,

come ad esempio in Iraq, Costa d'Avorio, Mozambico e Congo, l'informazione, l'educazione e la sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte, come ad esempio in Egitto, Ghana e Messico. Inoltre, in continuità con l'approccio adottato per l'emergenza da COVID-19 di supporto alle istituzioni e strutture sanitarie, anche nel 2023, Eni ha portato

avanti interventi di riqualificazione del sistema sanitario in Italia, con l'obiettivo di contribuire al rafforzamento e alla resilienza delle strutture locali, come il completamento del reparto di terapia intensiva per l'Ospedale Vittorio Emanuele di Gela, la realizzazione del Pronto Soccorso Infettivologico per l'Ospedale Luigi Sacco di Milano (finalizzazione prevista per il

2024) e la progettazione del reparto ad alto bio-contenimento con laboratorio di analisi integrato presso l'Ospedale S. Matteo di Pavia. Nel 2023, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 11 studi di Health Impact Assessment (HIA), di cui 6 studi integrati ESHIA.

## GRIEVANCE

*Per saperne di più* ► [Eni for 2023 - A Just Transition](#)

### RECLAMI RICEVUTI PER TEMATICA<sup>(a)</sup>

	2020	2021	2022	2023
Accesso all'energia	(%) 5	1	1	<b>4</b>
Land Management	8	12	16	<b>7</b>
Educazione	3	1	1	<b>7</b>
Occupazione	21	8	11	<b>12</b>
Infrastrutture	4	3	-	<b>0</b>
Relazioni con comunità	7	25	30	<b>46</b>
Gestione fornitori/Agreement	8	9	5	<b>5</b>
Partnership	-	3	-	<b>0</b>
Impatti sociali, economici	3	2	-	<b>0</b>
Diversificazione economica	2	1	8	<b>6</b>
Gestione ambientale	31	18	15	<b>12</b>
Altro	8	17	13	<b>1</b>

(a) I grievance ricevuti dalle società controllate da Eni sono classificati in oltre 200 temi di sostenibilità, all'interno del sistema aziendale di gestione SMS - Stakeholder Management System. La consistenza dei vari temi dei grievance può variare da un anno all'altro, sia per tipologia che per numero.

I grievance possono essere trasmessi attraverso canali online, tra cui indirizzo e-mail dedicato e sito web istituzionale di società in loco, oppure fisicamente presso la sede amministrativa/operativa o tramite cassette di raccolta localizzate in aree interessate dal progetto di sviluppo locale. Tutti i grievance ricevuti, analizzati e gestiti dalle società controllate sono tracciati nell'applicativo aziendale

"Stakeholder Management System" (SMS), strumento gestionale per mappare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti. Ciò produce un rafforzamento dell'iter di gestione dei grievance, basato dal 2022 su una classificazione delle lamentele strutturata su tre livelli di rilevanza, che conduce a differenti e pertinenti flussi aziendali di definizione e

approvazione della soluzione. Infine, nel corso del 2023 sono stati ricevuti 139 grievance<sup>44</sup>, di cui 67 (pari al 48%) sono stati già risolti. I reclami hanno riguardato principalmente: gestione delle relazioni con le comunità (categoria più ricorrente), gestione degli aspetti ambientali, sviluppo dell'occupazione, land management, sviluppo dell'educazione e diversificazione economica.

<sup>44</sup> Reclamo o lamentela sollevato da un individuo - o da un gruppo di individui - relativo a incidenti o danni o altri impatti ambientali o sociali, reali o percepiti, avvenuti, in corso o potenziali e determinati dalle attività della società o da un suo contraffittista o fornitore. Un grievance viene definito come "risolto" quando le parti hanno concordato una proposta di risoluzione.

# Criteri di reporting

## PRINCIPI DI REPORTING

### Standard, linee guida e raccomandazioni

L'Eni for è redatto "in accordance" ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standard) secondo i principi di equilibrio, comparabilità, accuratezza, tempestività, affidabilità e chiarezza (principi di rendicontazione) ed è stato sottoposto ad esame limitato dalla Società indipendente, revisore anche del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023, che ricomprende anche la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario. Inoltre, le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 sono soggette ad assurance reasonable da parte della stessa società di revisione. Tutti gli indicatori GRI, riportati nel [Content Index](#), fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli degli: (i) "Standard 403: Occupational Health and Safety", (ii) "Standard 303: Water and Effluents" – che fanno riferimento all'edizione 2018 –, (iii) "Standard 207: Tax" del 2019 e (iv) "Standard 306: Waste" del 2020. Inoltre, si è tenuto in considerazione l'aggiornamento dei nuovi standard GRI Universali e Sector Standard Oil & Gas pubblicati nel 2021 e obbligatorio dallo scorso anno. Inoltre, è riportata la tavola sinottica delle raccomandazioni [TCFD](#) e degli indicatori previsti dall'aggiornamento 2023 del [Net Zero Company Benchmark di CA 100+<sup>45</sup>](#). In continuità con lo scorso anno, sono state inserite due tabelle di raccordo: una con le metriche "Core" definite dal [World Economic Forum \(WEF\)](#) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" e l'altra con le metriche previste dallo standard [Exploration & Production del Sustainability Accounting Standards Board \(SASB\)](#). Inoltre, Eni pubblica una tabella contenente gli indicatori richiesti dalla [EU Sustainable Finance Disclosures Regulation \(SFDR\)](#) e, da quest'anno, la tabella contenente le metriche dei Women's Empowerment Principles.

## INDICATORI DI PERFORMANCE

I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi a valle dell'analisi di materialità e sono raccolti su base annuale secondo il pe-

rimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2019-2023. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. Gli stessi dati ed indicatori (riportati nei report Eni for) sono presentati con un'approssimazione decimale che può portare a trascurabili scostamenti tra la somma dei singoli contributi e il totale pubblicato. I dati relativi all'anno 2023 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento o qualora si rendessero disponibili informazioni significative aggiornate, eventuali errori di calcolo o perimetro. Nel caso in cui una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo. I dati sono anche soggetti a revisione e approvazione da parte degli organi competenti e del CdA. La maggior parte dei KPI presenti sono raccolti ed aggregati automaticamente attraverso l'utilizzo di specifici software aziendali specifici per area tematica. Si ricorda che, nel 2023, Eni ha pubblicato, per il settimo anno consecutivo, la DNF in conformità alle richieste del D.Lgs. 254/2016. Tale Dichiarazione costituisce un'apposita sezione della Relazione sulla Gestione inserita nella [Relazione Finanziaria Annuale](#). L'integrazione delle informazioni non finanziarie nella Relazione Finanziaria Annuale è un percorso che Eni ha avviato fin dal 2010.

## PERIMETRO DI REPORTING

Il perimetro degli indicatori di performance è allineato con gli obiettivi prefissati dalla Società e rappresenta i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In particolare: (i) per i KPI relativi a sicurezza, energia, ambiente, il perimetro è costituito, oltre che dalle società controllate da Eni SpA, anche dalle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate<sup>46</sup>; (ii) i KPI relativi agli indicatori emissivi fanno riferimento alle stesse società considerate per i KPI sicurezza, energia e ambien-

te; alcuni indicatori invece sono rappresentati in vista equity; (iii) il perimetro, relativo ai KPI afferenti alla salute, è esteso anche alle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, incluso l'indice OIFR, che si riferiscono alle sole società consolidate); (iv) relativamente ai dati riferiti alla formazione anti-corruzione il perimetro include Eni SpA e le società controllate; (v) relativamente ai dati riferiti agli investimenti per lo sviluppo locale il perimetro include Eni SpA, società controllate e a controllo congiunto; (vi) il perimetro riferito ai dati afferenti ai fascicoli di segnalazione comprende Eni SpA e le società controllate; (vii) il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anti-corruzione si riferisce a Eni SpA, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni; relativamente all'indicatore "fornitori oggetto di assessment", questo fa riferimento ai processi gestiti dalle società in perimetro; (viii) l'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono concentrate in Eni SpA e ai fornitori locali di alcune società<sup>47</sup>; (ix) per quanto concerne tutti gli altri KPI/dati, il perimetro, coerentemente con la normativa di riferimento, coincide con le società consolidate integralmente ai fini della predisposizione del bilancio consolidato dal Gruppo Eni. I commenti alle performance si riferiscono a tali perimetri. Si segnala che, dove non diversamente specificato, i dati riportati non includono il gruppo Novamont in quanto entrato recentemente nel perimetro ed è in corso l'allineamento dei sistemi rispetto ai requisiti Eni. La selezione della Società di revisione indipendente chiamata ad attestare le informazioni e i dati contenuti in Eni for è gestita attraverso gara di appalto così come previsto dalla normativa vigente. Inoltre, l'attività condotta dalla Società di revisione indipendente è sottoposta all'attenzione del Comitato Sostenibilità e Scenari, Comitato di Direzione e approvazione del Consiglio di Amministrazione.

45 Climate Action 100+ è la più importante iniziativa di shareholder engagement sui temi del climate change che conta ad oggi circa 700 investitori.

46 Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società operate/cooperate: Agiba Petroleum Co; Cardon IV SA; Eni Iran BV; Groupment Sonatrach-Eni; Karachaganak Petroleum Operating BV; Mellitah Oil & Gas BV; LLC "EniEnergia"; Petrobel Belayim Petroleum Co; Eni Gas Transport Services Srl; DLNG Service SAE; Société énergies renouvelables Eni-Etap (Seree); Eni Montenegro B.V.; Eni Myanmar B.V.; OOC In Amenas; OOC In Salah; Costiero Gas Livorno SpA; SeaPad S.p.A.; Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA; Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV; Esacontrol SA; Oléoduc du Rhone SA; Tecnoesa SA; Brindisi Servizi Generali S.c.a.r.l. (BSG); Ravenna Servizi Industriali S.c.p.a. (RSI); Servizi Porto Marghera S.c.a.r.l. (SPM); Finproject Brasil Industria De Solados Eireli; Padanaplast America LLC; Finproject Viet Nam Company Limited; Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA; Oleodotto del Reno SA; Società Enipower Ferrara Srl - Ferrara; EniProgetti Egypt Ltd; Eniverse Ventures Srl; Enivibes S.r.l.

47 Eni Ghana, Eni US, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia, Eni Nigeria, Eni Iraq, Eni UK, Eni Congo e Eni Indonesia.

## METODOLOGIA DI CALCOLO

KPI	Metodologia
<b>GOVERNANCE ED ETICA DI IMPRESA</b>	
<b>Diversity negli organi di controllo</b>	In riferimento agli indicatori "Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni" e "Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni": per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.
<b>Valore economico</b>	Il valore economico generato rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività. Una parte significativa di questo valore viene a sua volta distribuito (valore economico distribuito) sotto forma di: costi operativi, salari e stipendi per i dipendenti, pagamenti ai fornitori di capitale e pagamenti alla Pubblica Amministrazione. La quota residuale di valore economico generato che non viene distribuito costituisce il valore economico trattenuto. Il valore economico generato è calcolato facendo riferimento alle singole voci degli Schemi di Bilancio pubblicati nella Relazione Finanziaria Consolidata di Eni.
<b>RICERCA E SVILUPPO</b>	
<b>Ricerca e sviluppo</b>	Il valore tangibile generato da R&S è misurato attraverso i benefici economici legati all'applicazione di tecnologie di prodotto/processo innovative. Il valore complessivo generato si divide in: a) benefici realizzati e b) benefici attesi. I benefici realizzati sono intesi al 100% di partecipazione nei progetti di applicazione tecnologica e al lordo della fiscalità. I benefici attesi sono invece legati a (i) progetti d'investimento che impiegano tecnologie innovative e (ii) riduzione delle spese previste per l'abbandono delle infrastrutture upstream, che sono determinati in termini di Net Present Value (NPV) al 100% di partecipazione e al lordo della fiscalità, e (iii) agli incrementi di riserve 2P determinati riproponendo al 100% il NPV/boe unitario determinato in quota Eni a metodologia SEC. Tra questi ultimi è incluso anche il beneficio derivante dall'applicazione delle tecnologie applicate in ambito esplorativo, che contribuiscono sia ad un aumento del tasso di successo sia dei valori associati. I benefici sono rilevati in ottica "what if", ossia come variazione rispetto all'applicazione della migliore soluzione tecnologica disponibile sul mercato o, nel caso di nuovi prodotti, come margine derivante dalla vendita del nuovo prodotto al netto degli eventuali prodotti sostituiti.

## NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

KPI	Metodologia
<b>CAMBIAMENTO CLIMATICO</b>	
<b>Emissioni GHG</b>	<p><b>Scope 1:</b> le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO<sub>2</sub> equivalente è 25 per il CH<sub>4</sub> e 298 per l'N<sub>2</sub>O. Non comprende i contributi di emissioni di CO<sub>2</sub> di origine biogenica.</p> <p><b>Scope 2:</b> sono le emissioni di GHG indirette relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e destinati al consumo interno e comprendono i CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO<sub>2</sub> equivalente è 25 per il CH<sub>4</sub> e 298 per l'N<sub>2</sub>O. Non comprende i contributi di emissioni di CO<sub>2</sub> di origine biogenica. Sono rendicontate secondo approccio "location based" (la vista "market-based" sarà integrata a partire dal prossimo ciclo di reporting).</p> <p><b>Scope 3:</b> emissioni di GHG indirette associate alla catena del valore dei prodotti Eni che prevedono un'analisi per categoria di attività. Nell'ambito del settore Oil &amp; Gas, la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici (cd. end-use) che Eni rendimenta utilizzando metodologie consolidate a livello internazionale (GHG Protocol e IPIECA) sulla base della produzione upstream. Le emissioni comprendono i CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO<sub>2</sub> equivalente è 25 per il CH<sub>4</sub> e 298 per l'N<sub>2</sub>O. Poiché l'indicatore si riferisce alla produzione equity O&amp;G Upstream, le emissioni non comprendono i contributi di emissioni di CO<sub>2</sub> di origine biogenica.</p>
<b>Intensità di emissioni</b>	<p>Gli indicatori includono le emissioni di GHG dirette (Scope 1) che sono derivanti dagli asset operati da Eni, comprendono CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O e sono contabilizzate al 100%.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata.</li> <li>R&amp;M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati).</li> <li>Enipower: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalla produzione di elettricità e vapore delle centrali termoelettriche. Il denominatore fa riferimento all'energia elettrica equivalente prodotta (ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano).</li> <li>Intensità emissiva di metano upstream: calcolata come rapporto tra le emissioni dirette di metano espresse in m<sup>3</sup> di CH<sub>4</sub> e la produzione venduta di gas naturale degli asset operati upstream.</li> </ul>
<b>Intensità energetica</b>	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.
<b>Net Carbon Footprint</b>	<p><b>Net Carbon Footprint Eni:</b> l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 delle attività operate da Eni o da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions (NCS).</p> <p><b>Net Carbon Footprint Upstream:</b> l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e 2 degli asset upstream operati da Eni e da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da NCS.</p>

KPI	Metodologia
<b>Efficienza Operativa</b>	<p>L'indicatore misura l'intensità emissiva (Scope 1 e 2) per unità di produzione energetica (espressa in kboe), monitorandone quindi il grado di efficientamento in un contesto di decarbonizzazione. L'indicatore è riferito ai principali asset industriali operati da Eni rispetto alla produzione (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni). In particolare, si specifica che:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocarburi e di energia elettrica;</li> <li>• R&amp;M: incluse solo le raffinerie;</li> <li>• Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti;</li> <li>• Enipower: incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano.</li> </ul> <p>A differenza degli altri indici di intensità emissiva che si riferiscono alle singole aree di business e che considerano le sole emissioni di GHG Scope 1, l'indice di efficienza operativa misura sinteticamente l'impegno di Eni per la riduzione dell'intensità emissiva GHG, includendo anche le emissioni Scope 2.</p>
<b>Net GHG emissions</b>	<p>L'indicatore è calcolato coerentemente con gli standard internazionali e di settore (GHG Protocol, IPECA) e comprende tutte le emissioni Scope 1+2 del gruppo e le emissioni Scope 3 da utilizzo dei prodotti venduti (cat. 11) calcolate in quota equity della produzione upstream. Questo indicatore si differenzia rispetto al Net GHG Lifecycle Emissions che, invece, tiene conto di tutte le emissioni Scope 1+2+3 dei prodotti energetici venduti da Eni secondo un approccio lifecycle, ed è applicato a un perimetro esteso che comprende anche i prodotti generati da terzi (es. gas naturale prodotto da terzi e venduto da Eni).</p>
<b>Net GHG Lifecycle emissions</b>	<p>L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG assolute Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi, contabilizzate su base equity. Il risultato è al netto dell'utilizzo di crediti di carbonio di elevata qualità, ottenuti principalmente da Natural Climate Solutions (NCS). A differenza delle emissioni Scope 3 (end-use), che Eni rendiconta in base alla produzione upstream, l'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions ha un dominio di riferimento molto più ampio, rappresentando le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 riferite alle intere filiere dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo anche le emissioni Scope 3 associate al gas acquistato da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.</p>
<b>Net Carbon Intensity</b>	<p>L'indicatore è calcolato come rapporto tra le Net GHG Lifecycle Emissions e il contenuto di energia dei prodotti energetici venduti da Eni, contabilizzate su base equity.</p>
<b>Capacità installata da rinnovabili</b>	<p>L'indicatore misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.</p>
<b>Energia consumata</b>	<p>Il bilancio dei consumi energetici Eni viene calcolato come segue: (i) ciascuno dei vettori energetici viene convertito in milioni di gigajoule - GJ - (unità di misura comune) secondo gli opportuni fattori di conversione indicati a livello di sito/società; (ii) per ciascun vettore energetico viene quindi calcolato il consumo Eni come somma dei valori di produzione e import da società esterne al perimetro di consolidamento Eni, a cui vengono poi sottratti i valori di export a società esterne al perimetro di consolidamento Eni (ai fini del calcolo del bilancio energetico Eni, il consolidamento dei dati avviene escludendo gli scambi interni tra siti/società del gruppo); (iii) la somma in milioni di gigajoule dei consumi di tutti i singoli vettori energetici rappresenta il bilancio energetico Eni.</p> <p>In particolare, i parametri considerati sono: (i) consumo totale di energia (con il di cui relativo a consumo di fonti primarie, energia primaria acquistata da terzi [energia elettrica, vapore e calore diretto di processo] e consumo di idrogeno); (ii) consumo di energia da fonti rinnovabili; (iii) vendita di energia elettrica; (iv) vendita di calore e vapore.</p>

## ECCELLENZA OPERATIVA

KPI	Metodologia
<b>PERSONE</b>	
<b>Lavoratori non dipendenti</b>	<p>In merito ai lavoratori non dipendenti il cui lavoro è controllato dall'organizzazione è stato considerato il personale somministrato in Italia e all'estero.</p>
<b>Relazioni industriali</b>	<p>In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Dipendenti coperti da Contrattazione collettiva: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito. Questo è l'unico KPI dedicato alle persone che considera i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). Tutti gli altri, compresi gli indicatori sulla formazione, sono calcolati secondo il metodo dell'utilizzo (società dove è prestata effettivamente l'attività lavorativa). Si segnala che, utilizzando questo secondo metodo, le due dimensioni (società di ruolo e servizio) potrebbero coincidere.</p>
<b>Remunerazione</b>	<p><b>Gender Pay Ratio:</b> Il Gender Pay Ratio è calcolato come rapporto tra la remunerazione media della popolazione femminile e la remunerazione media di quella maschile per la singola categoria professionale e per la popolazione complessiva.</p> <p><b>Pay ratio dell'AD:</b> Il Pay Ratio dell'AD è calcolato come rapporto tra la remunerazione dell'AD/DG (remunerazione più alta all'interno dell'organizzazione) e la remunerazione mediana della popolazione complessiva escluso l'AD/DG. La sede operativa significativa è costituita dall'Italia, che è sede dell'headquarter e impiega oltre i due terzi dei dipendenti.</p>



KPI	Metodologia
<b>Anzianità lavorativa</b>	Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.
<b>Congedo parentale</b>	Il tasso di rientro relativo al congedo parentale è calcolato attraverso il rapporto tra il numero delle persone che sono rientrate dal congedo parentale dopo averne usufruito e il numero delle persone che hanno usufruito del congedo parentale all'interno dell'anno 2023.
<b>Ore di formazione</b>	Ore fruite dai dipendenti di Eni SpA e società controllate nei percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distanza) e nelle attività realizzate dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia, anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.
<b>Dirigenti e quadri locali all'estero</b>	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
<b>Tasso di turnover</b>	Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.
<b>Tasso di sostituzione</b>	Rapporto tra assunzioni e risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato.
<b>SALUTE</b>	
<b>Salute</b>	<p><b>OIFR (Occupational Illness Frequency Rate):</b> indice di frequenza delle malattie professionali dei dipendenti denunciate. Rapporto tra il numero delle denunce di malattia professionale dei dipendenti nel periodo contabile di riferimento e le ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.</p> <p><b>Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi:</b> indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali.</p> <p><b>Casi registrabili di malattie professionali:</b> numero di denunce di malattia professionale.</p> <p><b>Tipologie principali di malattie:</b> le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).</p>
<b>SICUREZZA</b>	
<b>Sicurezza</b>	<p>Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti.</p> <p><b>TRIR:</b> indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Il valore riportato è la migliore stima disponibile alla data di pubblicazione della DNF per l'anno in corso.</p> <p><b>Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze:</b> infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.</p> <p><b>Near miss:</b> evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. Per la valutazione dei KPI infortunistici, oltre allo standard GRI, Eni recepisce ed integra, attraverso le proprie procedure interne, le linee guida IOGP in materia di work-relatedness event tenendo in considerazione anche di rischio Paese.</p> <p><b>Incidente di sicurezza di processo:</b> perdita di contenimento primario (rilascio non pianificato o non controllato di qualsiasi materiale, inclusi materiali non tossici ed infiammabili) da un "processo". Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi).</p>
<b>AMBIENTE</b>	
<b>Risorsa idrica</b>	<p><b>Prelievi idrici:</b> somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo.</p> <p><b>Scarichi idrici:</b> le procedure interne relative alla gestione operativa degli scarichi idrici disciplinano il controllo degli standard minimi di qualità e dei limiti autorizzativi prescritti per ciascun sito operativo, assicurandone il rispetto ed una tempestiva risoluzione in caso di loro superamento.</p> <p><b>Acqua di mare:</b> acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) superiore o uguale a 30.000 mg.</p> <p><b>Acqua salmastra:</b> acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) compreso tra i 2.000 mg/l e i 30.000 mg/l.</p> <p><b>Acqua dolce:</b> acqua con contenuto massimo di solidi disciolti totali (TDS) pari a 2.000 mg. Tale limite per acqua dolce, conforme a quanto previsto dalla guida IPIECA/API/IOGP 2020, è più conservativo rispetto a quello indicato dallo standard GRI di riferimento (pari a 1.000 mg/l).</p>
<b>Spill</b>	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo. Per gli oil spill da sabotaggio le tempistiche di chiusura di alcune investigazioni e successiva registrazione del dato possono essere dilatate a causa della durata delle investigazioni stesse.

KPI	Metodologia
<b>Rifiuti</b>	<p><b>Rifiuti da attività produttiva:</b> rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione.</p> <p><b>Rifiuti da attività di bonifica:</b> comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.</p> <p><b>Possibili impatti negativi legati ai rifiuti:</b> perdita di risorse, possibile contaminazione delle matrici ambientali dovuta ad un'eventuale gestione inappropriata, impatti legati al trasporto e al trattamento presso gli impianti di destino, consumo di suolo legato agli impianti di destino dei rifiuti, ricadute legali e reputazionali connesse alle eventuali contestazioni. Il trattamento dei rifiuti presso impianti terzi fuori sito deriva dall'indisponibilità presso il sito di idonei impianti e/o di requisiti legali per poterlo effettuare; a titolo esemplificativo, all'interno della UE lo svolgimento di operazioni di trattamento dei rifiuti è subordinato al possesso di adeguati titoli autorizzativi. Il peso dei rifiuti prodotti e di quelli conferiti può essere misurato o stimato, a seconda dei casi; la differenza tra i rifiuti prodotti e quelli avviati a recupero/smaltimento può derivare sia da una variazione dei quantitativi in deposito che dal fatto che il peso dei rifiuti prodotti deve essere spesso stimato, mentre quello dei rifiuti conferiti può essere più frequentemente rilevato in uscita dal sito o presso l'impianto di destino. Per rifiuti riciclati/recuperati si intendono i rifiuti non destinati a smaltimento.</p>
<b>Tutela dell'aria</b>	<p><b>NO<sub>x</sub>:</b> emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Inclusive emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc., comprese emissioni di NO ed NO<sub>2</sub>, ed escluse N<sub>2</sub>O.</p> <p><b>SO<sub>x</sub>:</b> emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> ed SO<sub>3</sub>.</p> <p><b>NMVO:</b> emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano.</p> <p><b>PM:</b> emissioni dirette di materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.</p>
<b>Biodiversità</b>	<p><b>Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA):</b> siti operativi in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre di ogni anno di riferimento).</p> <p><b>Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA):</b> siti operativi in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km (a dicembre di ogni anno di riferimento).</p> <p><b>Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione:</b> concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione.</p> <p><b>Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione:</b> concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione.</p> <p>Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas", dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC (UN Environment Programme - World Conservation Monitoring Center). Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte);</li> <li>• i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese.</li> </ul> <p><b>Impatti significativi di attività, prodotti e servizi sulla biodiversità:</b> i potenziali impatti possono variare in base alla complessità di ciascun progetto, dal valore dell'ambiente naturale e dal contesto sociale in cui le attività si inseriscono. Tra gli impatti più significativi, per tutte le tipologie di asset Eni, ci sono quelli connessi al cambiamento dell'uso del suolo (o del mare), dovuti alla presenza fisica degli impianti e delle infrastrutture associate, che possono determinare rimozione, degrado o frammentazione degli habitat con conseguenze sulle specie. Tra i possibili impatti delle attività dei settori upstream, raffinazione e petrolchimico, si citano il degrado di habitat e la perdita di biodiversità dovuti a: pressione sulla disponibilità di acqua dolce; degrado della qualità dell'acqua, dell'aria e del suolo; contaminazione e inquinamento dovuti ad eventi accidentali (es. spill e leakage); emissioni climalteranti che contribuiscono al cambiamento climatico con effetti diretti e indiretti sulla natura (ad es. anticipi nelle fioriture delle piante e alterazioni sul periodo riproduttivo di alcune specie animale, migrazione dei biomi a diverse latitudini e altitudini, sbiancamento dei coralli). Per le attività connesse alle rinnovabili oltre agli impatti dovuti all'occupazione di suolo e mare, si citano potenziali impatti su uccelli e pipistrelli a causa della presenza di turbine e linee di distribuzione. Potenzialmente le turbine eoliche rappresentano un rischio per gruppi di specie particolarmente vulnerabili come i rapaci. Descrizione delle azioni di ripristino e protezione degli habitat per Paese e concessione/sito.</p> <p><b>Specie elencate nella "Red List" dell'IUCN e negli elenchi nazionali che trovano il proprio habitat nelle aree di operatività dell'organizzazione:</b> la fonte del dato è il database "IUCN Red List Spatial Data" che contiene valutazioni globali sulle specie per gruppi tassonomici. I dati spaziali della distribuzione delle specie sono scaricati in formato shapefile ESRI nel loro ultimo aggiornamento dal database e caricati nei sistemi ARCGIS di Eni dove viene verificato il numero totale di specie che trovano il proprio habitat nelle aree di attività dell'organizzazione, classificate secondo il livello di rischio di estinzione: in pericolo critico, in pericolo, vulnerabile, quasi minacciata, minor preoccupazione. Le specie di categoria "Data Deficient" sono specie con mancanza di dati per le quali non è possibile attribuire una categoria di rischio. Nell'interpretare i dati è importante segnalare che l'analisi è soggetta alle limitazioni intrinseche associate alla mappatura globale delle specie ed è sensibile agli aggiornamenti periodici del database, in quanto ogni anno viene mappato un numero crescente di specie.</p>

KPI	Metodologia
<b>DIRITTI UMANI</b>	
<b>Contratti di security con clausole sui diritti umani</b>	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".
<b>Segnalazioni</b>	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i diritti umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, parzialmente fondate, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/non accertabili/not applicable).
<b>FORNITORI</b>	
<b>Fornitori oggetto di assessment</b>	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti dalle società in perimetro; rappresenta tutti i fornitori valutati a fronte di almeno uno dei seguenti processi: Due Diligence reputazionale, processo di qualifica, feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o Compliance, processo di retroazione, assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA 8000 o certificazione similare). L'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrare in Eni SpA e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni US, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia, Eni Nigeria, Eni Iraq, Eni UK, Eni Congo, Eni Indonesia. Sono escluse dall'ambito di applicazione gli approvvigionamenti di: materie prime, semi lavorati, prodotti destinati alla rivendita e relativi servizi accessori (inclusi i servizi di agenzia), servizi di logistica primaria (trasporto e stoccaggio), trasporto su reti di vettoriamento o interconnessione (ad esempio oleodotti, gasdotti, reti di dispacciamento), utilities del processo di produzione (ad esempio energia elettrica, idrogeno), servizi di sito da/a società co-insediate nello stesso sito industriale, finalizzati a garantire il regolare svolgimento delle attività produttive, servizi di produzione dei semilavorati e prodotti finiti (ad esempio capacità produttiva), prodotti speciali per la lavorazione delle materie prime, semilavorati e prodotti finiti, certificati verdi e titoli assimilati (ad esempio TEE, certificati bianchi), titoli minerari, servizi o prodotti finanziari, beni immobili (terreni e fabbricati, ivi incluse le locazioni), contratti di intermediazione, contratti di joint venture, incarichi di assistenza legale stragiudiziale e tecnica nell'ambito del diritto societario e/o in materia di corporate governance, incarichi per servizi notarili, contratti di assicurazioni, incarichi a Broker assicurativi e compagnie assicurative e riassicurative, contratti con gli operatori della rete commerciale, accordi di co-marketing e partnership commerciali, registrazione e/o acquisto di domini internet, contratti di collaborazione con persone iscritte all'ordine dei giornalisti, contratti per l'acquisto di informazioni e "data package" inerenti a dati connessi con l'attività esplorativa (es. dati geofisici, geologici, ecc.) direttamente da compagnie petrolifere di Stato e/o Enti governativi, Compagnie concessionarie o proprietarie dei dati, limitatamente a "bid-round" urgenti, incarichi ad advisor finanziari per operazioni di merger&acquisition, project financing e capital market, incarichi relativi a pareri in materia amministrativo-contabile/fiscale e di incarichi per assistenza giudiziale nell'ambito del contenzioso tributario, incarichi inerenti a casi di emergenza ai fini della tutela della salute, della sicurezza, dell'ambiente e dell'incolumità pubblica disposti direttamente dalle posizioni aziendali competenti (Datori di Lavoro), contratti/accordi di sponsorizzazione, contratti/accordi relativi a iniziative no-profit, acquisti di spazi espositivi, incarichi a legali esterni, incarichi di consulenza tecnica in ambito giudiziale e stragiudiziale, accordi di collaborazione/cooperazione R&D, contratti per l'acquisizione da terze parti di licenze d'uso e brevetti relativi all'area di ricerca e sviluppo o per la concessione di una licenza d'uso e la cessione della proprietà di know-how Eni, incarichi, sia in ambito giudiziale sia stragiudiziale, di assistenza legale e tecnica in materia di lavoro, sindacale e previdenziale, contratti di lavoro e contratti di somministrazione di lavoro, servizi a supporto delle attività di orientamento, reperimento ed employer branding, acquisizione di attività formativa erogata da enti esterni presso le proprie sedi e rivolta indistintamente al pubblico, contratti di acquisto di beni e servizi di security, incarichi di revisione legale dei conti e altri incarichi strettamente connessi alle attività di revisione legale dei conti, fatta eccezione per la stipula degli eventuali accordi quadro che vengono sottoscritti dalla funzione approvvigionamenti di Eni SpA, contratti stipulati con i componenti esterni degli Organismi di Vigilanza, altre forme di contratti di collaborazione oltre a quelle sopra elencate, incarichi ad avvocati e professionisti, singoli o associati, per assistenza specialistica stragiudiziale e incarichi di consulenza tecnica in ambito stragiudiziale, di competenza della funzione Compliance Integrata; incarichi in relazione a tematiche regolatorie.
<b>Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali</b>	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment" e rappresenta tutti i nuovi fornitori sottoposti ad un processo di nuova qualifica.
<b>TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE</b>	
<b>Country by Country report</b>	La disclosure relativa al Country by Country report è coperta attraverso un rimando all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) riportante le principali informazioni richieste dallo standard GRI di riferimento (207-4).
<b>Formazione anti-corruzione</b>	<b>E-learning</b> rivolto a risorse in contesto a <b>medio/alto rischio di corruzione</b> . <b>E-learning</b> rivolto a risorse in contesto a <b>basso rischio corruzione</b> . Workshop generale: eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. <b>Job specific training</b> : eventi formativi in aula rivolti a specifiche famiglie professionali operanti in contesti ad alto rischio di corruzione.

## ALLEANZE PER LO SVILUPPO

KPI	Metodologia
<b>Investimenti per lo sviluppo locale</b>	<p>L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzate a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.</p> <p>I <b>potenziali impatti sulle comunità locali</b> possono variare in base alla tipologia e localizzazione di ciascun progetto di business. Di seguito si descrivono quelli relativi alla fase di esplorazione e di sviluppo del business:</p> <p><b>Impatti negativi legati alle attività esplorative:</b> displacement socio-economico, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, potenziale danneggiamento di edifici e patrimonio storico, potenziali violazioni standard di lavoro sub contrattisti, compensazione non adeguata degli impatti, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte.</p> <p><b>Impatti negativi legati alle attività di sviluppo del business:</b> displacement socio-economico, resettlement, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, aumento del costo della vita e dei servizi nelle aree intorno l'impianto, ritardo nell'implementazione dei progetti di sviluppo, distorsione del mercato locale dovuto alle compensazioni e ad un generale incremento del costo della vita, ricadute sociali degli impatti ambientali come rumore, traffico indotto e modificazione del paesaggio, impatti sugli usi e costumi delle popolazioni locali, mancato coinvolgimento nel processo approvativo delle minoranze e degli indigenous people, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte, induzione di flussi migratori causati dalle attività di business, impatti sulla salute delle comunità, modifica degli stili di vite delle comunità, potenziale aumento della criminalità, aumentata pressione sui servizi alla popolazione, modifica sulla struttura socio-produttiva locale e potenziale impatto su alcuni servizi essenziali o produzione di beni primari, modifiche al sistema fondiario tradizionale. Minor accesso alle risorse naturali da parte delle comunità.</p>
<b>Spesa verso fornitori locali</b>	<p>L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2023 verso i fornitori locali. La definizione di "Spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati in termini di normative locali e approcci locali utilizzati nella gestione del local content: (i) "Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una joint venture con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la joint venture); (ii) "Metodo Valuta locale" (Kazakistan, Marocco, Albania): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; (iii) "Metodo della registrazione nel Paese" (Algeria, Belgio, Cipro, Costa d'Avorio, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Francia, Germania, Grecia, Indonesia, Iraq, Kenya, Libia, Mozambico, Nigeria, Oman, Spagna, Tunisia, Turkmenistan, UK, Ungheria, USA, Venezuela, Vietnam): viene individuata come locale la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); (iv) "Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo, Messico e Australia): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrato un piano degli approvvigionamenti relativo al quadriennio 2022-2025 rilevante rispetto al totale del Gruppo Eni.</p>
<b>Grievance</b>	<p>Reclamo o lamentela sollevato da un individuo – o da un gruppo di individui – relativo ad incidenti o danni o altri impatti ambientali o sociali, reali o percepiti, avvenuti, in corso o potenziali e determinati dalle attività della Società o da un suo contrattista o fornitore. Un grievance viene definito come "risolto" quando le parti hanno concordato una proposta di risoluzione.</p>

# Tabelle di raccordo rispetto agli standard e linee guida di riferimento

<b>Dichiarazione d'utilizzo</b>	Eni ha redatto "in accordance" agli standard GRI per il periodo di rendicontazione 01/01/2023 - 31/12/2023
<b>GRI 1 utilizzato</b>	GRI 1: Foundation 2021
<b>GRI Sector Standard applicabili</b>	GRI 11: Oil & Gas Sector Standard 2021

## GLOBAL REPORTING INITIATIVE (GRI) CONTENT INDEX

Aspetto Materiale/ Standard GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission
<b>GRI 2: DISCLOSURE GENERALE 2021</b>			
<b>L'organizzazione e le sue prassi di rendicontazione</b>			
2-1	Dettagli organizzativi	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 1; 6-7; retrocover III Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 1; retrocover III Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 6-7; 52-70; 78-95 <a href="https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html">https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html</a>	
2-2	Entità incluse nella rendicontazione di sostenibilità dell'organizzazione	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 44 DNF 2023, pagg. 224-225	
2-3	Periodo di rendicontazione, frequenza e punto di contatto	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 112; retrocover III Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 77; retrocover III DNF 2023, pagg. 224-225	
2-4	Revisione delle informazioni	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 68 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 28-29 DNF 2023, pagg. 170; 185; 189; 224-225	
2-5	Assurance esterna	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 109-111 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 73-76 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 2	
<b>Attività e lavoratori</b>			
2-6	Attività, catena del valore e altri rapporti di business	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 6-9 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 6-7; 52-71; 78-95	
2-7	Dipendenti	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 6; 11; 53; 56-57 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 15-19 DNF 2023, pagg. 171-177; 227	
2-8	Lavoratori non dipendenti	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 15-19; 46 DNF 2023, pagg. 176; 227	
<b>Governance</b>			
2-9	Struttura e composizione della governance	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 21-25 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 5-6; 45 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43	
2-10	Nomina e selezione del massimo organo di governo	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 5-6 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43	
2-11	Presidente del massimo organo di governo	Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43	
2-12	Ruolo del massimo organo di governo nel controllo della gestione degli impatti	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 21-25 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 5-6 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 38-43	

Aspetto Materiale/ Standard GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission
2-13	Delega di responsabilità per la gestione degli impatti	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 21-25 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 5-6 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43 DNF 2023, pagg. 164-165	
2-14	Ruolo del massimo organo di governo nella rendicontazione di sostenibilità	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 21-25 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 5-6 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 38-43	
2-15	Conflitti d'interesse	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 6 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 41-43	
2-16	Comunicazione delle criticità	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 16-17; 84-85 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 6 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21; 41-43	
2-17	Conoscenze collettive del massimo organo di governo	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 22 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 5-6 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 37-38 DNF 2023, pag. 164	
2-18	Valutazione della performance del massimo organo di governo	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 21 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 5-6 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 37-38 DNF 2023, pag. 164	
2-19	Norme riguardanti le remunerazioni	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 21 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 6-7 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 41 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023	
2-20	Procedura di determinazione della remunerazione	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 21 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 6-7 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 41 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023	
2-21	Rapporto di retribuzione totale annuale	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 6-7; 46 DNF 2023, pagg. 172; 175; 224-225 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023	
<b>Strategia, politiche e prassi</b>			
2-22	Dichiarazione sulla strategia di sviluppo sostenibile	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 4-5 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 22-25 DNF 2023, pag. 154	
2-23	Impegno in termini di policy	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 18-20; 32; 54; 61; 65; 68; 76; 82; 86; 92 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 36-39 DNF 2023, pagg. 154-157	
2-24	Integrazione degli impegni in termini di policy	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 18-20; 32; 50-51; 54; 61; 65; 68; 76; 82; 86; 92 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 36-39 DNF 2023, pagg. 154-157	
2-25	Processi volti a rimediare agli impatti negativi	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 16-17; 76-78; 92-93; 96; 108 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 37; 41; 43; 49-50 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21 DNF 2023, pagg. 160-161 Inoltre, si vedano i riferimenti di pagina per quanto riguarda le richieste relative all'indicatore GRI 3-3 per ciascun tema materiale	
2-26	Meccanismi per richiedere chiarimenti e sollevare preoccupazioni	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 16-17; 82; 84-85; 87; 92-93 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 38-39; 43 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21 DNF 2023, pag. 196	

Aspetto Materiale/ Standard GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission
2-27	Conformità a leggi e regolamenti	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 38-39 DNF 2023, pagg. 209-211	
2-28	Appartenenza ad associazioni	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 16-17; 20; 26; 37; 56; 66; 78-80; 106 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21	

### Coinvolgimento degli stakeholder

2-29	Approccio al coinvolgimento degli stakeholder	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 16-17; 85; 87; 88; 92-93 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21	
2-30	Contratti collettivi	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 25; 46 DNF 2023, pagg. 172; 175; 177; 224-225	

### GRI 3: TEMI MATERIALI 2021

#### Informative sui temi materiali

3-1	Processo di determinazione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 14-15 DNF 2023, pagg. 222-223	
3-2	Elenco dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 14-15 DNF 2023, pagg. 222-223	
3-3	Gestione dei temi materiali	Incluso nelle specifiche sezioni.	

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Descrizione/Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Sezione e/o numero di pagina	Omission
--	---	------------------------------	----------

### CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO E TECNOLOGIE LOW CARBON

Riduzione delle emissioni GHG; Sviluppo di tecnologie low carbon

3-3 (11.1.1, 11.2.1, 11.3.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 30-50 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 164-170; 222-223	
------------------------------	-----------------------------	---	--

#### GRI 201: Performance economiche 2016

Perimetro: interno ed esterno

201-2 (11.2.2)	Implicazioni finanziarie e altri rischi e opportunità dovuti al cambiamento climatico	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 46 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 132-134 DNF 2023, pagg. 162-163; 165-166	
----------------	---	--	--

#### GRI 302: Energia 2016

Perimetro: interno

302-1 (11.1.2)	Energia consumata all'interno dell'organizzazione	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 14; 46 DNF 2023, pagg. 167-170; 226-227	
----------------	---	---	--

302-2 (11.1.3)	Energia consumata al di fuori dell'organizzazione		Informazione non disponibile. Si valuterà la rendicontazione in considerazione della disponibilità della metodologia applicabile
----------------	---	--	--

302-3 (11.1.4)	Intensità energetica	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 14; 45 DNF 2023, pagg. 167-170; 226-227	
----------------	----------------------	---	--

302-4	Riduzione dei consumi energetici	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 14	
-------	----------------------------------	--	--

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Descrizione/Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Sezione e/o numero di pagina	Omission
<b>GRI 305: Emissioni 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
305-1 (11.1.5)	Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 12-13; 45; 66-70 DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-2 (11.1.6)	Emissioni indirette di GHG da consumi energetici (Scope 2)	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 12-13; 45; 66-70 DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-3 (11.1.7)	Altre emissioni indirette di GHG (Scope 3)	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 12-13; 45; 66-72 DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-4 (11.1.8)	Intensità delle emissioni di GHG	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 12-13; 45-46 DNF 2023, pagg. 167-170; 226	
305-5 (11.2.3)	Riduzione delle emissioni di GHG	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 14 DNF 2023, pagg. 167-170	
305-7 (11.3.2)	Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ), ossidi di zolfo (SO <sub>x</sub> ) e altre emissioni significative	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 34; 48 DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
<b>SVILUPPO DEL CAPITALE UMANO</b>			
Occupazione; Formazione			
3-3 (11.10.1, 11.11.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 52-60 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-177; 222-223	
<b>GRI 401: Occupazione 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
401-1 (11.10.2)	Nuove assunzioni e turnover	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 17-19; 47 DNF 2023, pagg. 173-174; 176; 227	
401-2 (11.10.3)	Benefit previsti per i dipendenti a tempo pieno, ma non per i dipendenti part-time o con contratto a tempo determinato	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 59 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 23 DNF 2023, pagg. 172-173	
<b>GRI 402: Relazioni tra lavoratori a management 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
402-1 (11.10.5)	Periodo minimo di preavviso per cambiamenti operativi	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 46 DNF 2023, pag. 227	
<b>GRI 404: Formazione e istruzione 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
404-1 (11.10.6, 11.11.4)	Ore medie di formazione annua per dipendente	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 60 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 23-24 DNF 2023, pagg. 174-175; 177; 227	
404-3	Percentuale di dipendenti che ricevono una valutazione periodica delle performance e dello sviluppo professionale	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 24 DNF 2023, pagg. 171-172; 175	
<b>DIVERSITÀ, INCLUSIONE E WORK-LIFE BALANCE</b>			
3-3 (11.10.1, 11.11.1, 11.14.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 54-59 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-177; 222-223	
<b>GRI 202: Presenza sul mercato 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
202-2 (11.11.2, 11.14.3)	Proporzione di senior manager assunti dalla comunità locale	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 56-57 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-177; 222-223	
<b>GRI 401: Occupazione 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
401-3 (11.10.4, 11.11.3)	Congedo parentale	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 59 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 22-23; 47 DNF 2023, pagg. 176; 227	Informazioni relative al punto d. e punto e. (solo relativamente al tasso di retention) non disponibili. Eni si impegna a coprire l'indicatore nei prossimi cicli di reporting



Aspetto Materiale/ Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Descrizione/Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Sezione e/o numero di pagina	Omission
<b>GRI 405: Diversità e pari opportunità 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
405-1 (11.11.5)	Diversità negli organi di governo e tra i dipendenti	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 55 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 6 DNF 2023, pagg. 176; 227 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 34	
405-2 (11.11.6)	Rapporto dello stipendio base e retribuzione delle donne rispetto agli uomini	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 58 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 19-21; 46 DNF 2023, pagg. 175; 177; 227	
<b>SALUTE E SICUREZZA DEI LAVORATORI</b>			
3-3 (11.9.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 61-67 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 178-180; 222-223	
<b>GRI 403: Salute e sicurezza sul lavoro 2018</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno (fornitori)</b>	
403-1 (11.9.2)	Sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 62; 65 DNF 2023, pagg. 158-159; 173; 178-180	
403-2 (11.9.3)	Identificazione dei pericoli, valutazione dei rischi e indagini sugli incidenti	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 61-64 DNF 2023, pagg. 178-180	
403-3 (11.9.4)	Servizi di medicina del lavoro	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 65-67 DNF 2023, pag. 173	
403-4 (11.9.5)	Partecipazione e consultazione dei lavoratori e comunicazione in materia di salute e sicurezza sul lavoro	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 61-62 DNF 2023, pagg. 158-159; 173; 178-180	
403-5 (11.9.6)	Formazione dei lavoratori in materia di salute e sicurezza sul lavoro	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 64-67 DNF 2023, pag. 178	
403-6 (11.9.7)	Promozione della salute dei lavoratori	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 58; 65-67 DNF 2023, pagg. 158-159; 173	
403-7 (11.9.8)	Prevenzione e mitigazione degli impatti in materia di salute e sicurezza sul lavoro all'interno delle relazioni commerciali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 61-67 DNF 2023, pagg. 173; 178-180	
403-8 (11.9.9)	Lavoratori coperti da un sistema di gestione della salute e sicurezza sul lavoro	DNF 2023, pag. 179	
403-9 (11.9.10)	Infortuni sul lavoro	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 61 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 27-28; 47 DNF 2023, pagg. 179-180; 227	
403-10 (11.9.11)	Malattie professionali	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 26; 47 DNF 2023, pagg. 175; 177; 228	
<b>ASSET INTEGRITY</b>			
3-3 (11.8.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 61; 62-63; 68; 75 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 181-182; 222-223	
<b>GRI 306: Scarichi idrici e rifiuti 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
306-3 (11.8.2)	Sversamenti significativi	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 75 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 33; 47 DNF 2023, pagg. 181-183; 229	
<b>RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI</b>			
Bonifiche e rifiuti; Risorsa idrica; Oil spill; Qualità dell'aria; Biodiversità			
3-3 (11.4.1, 11.6.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68-75 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 180-184; 222-223	

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Descrizione/Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Sezione e/o numero di pagina	Omission
<b>GRI 303: Acqua e scarichi idrici 2018</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
303-1 (11.6.2)	Interazione con l'acqua come risorsa condivisa	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68-70 DNF 2023, pagg. 180-181	
303-2 (11.6.3)	Gestione degli impatti legati allo scarico d'acqua	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68-70 DNF 2023, pagg. 180-181	
303-3 (11.6.4)	Prelievo idrico	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68-69 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 29-30; 47 DNF 2023, pagg. 182-183; 185; 229	
303-4 (11.6.5)	Scarico di acqua	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 29-30; 47 DNF 2023, pagg. 182-183; 185; 229	
303-5 (11.6.6)	Consumo di acqua	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 29-30; 47 DNF 2023, pagg. 182-183; 185	
<b>GRI 304: Biodiversità 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
304-1 (11.4.2)	Siti operativi di proprietà, detenuti in locazione, gestiti in (o adiacenti ad) aree protette e aree a elevato valore di biodiversità esterne alle aree protette	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 30-31; 48 DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228	
304-2 (11.4.3)	Impatti significativi di attività, prodotti e servizi sulla biodiversità	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 71-72 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 30-31; 48 DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228	
304-3 (11.4.4)	Habitat protetti o ripristinati	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 71-72 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 30-33; 48 DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228	
304-4 (11.4.5)	Specie elencate nella "Red List" dell'IUCN e negli elenchi nazionali che trovano il proprio habitat nelle aree di attività dell'organizzazione	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 31; 48 DNF 2023, pagg. 186; 228	
<b>ECONOMIA CIRCOLARE</b>			
3-3 (11.5.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68; 73 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 180-181; 222-223	
<b>GRI 306: Rifiuti 2020</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
306-1 (11.5.2)	Produzione di rifiuti e impatti significativi connessi ai rifiuti	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68; 73 DNF 2023, pagg. 180-181	
306-2 (11.5.3)	Gestione degli impatti significativi connessi ai rifiuti	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 73 DNF 2023, pagg. 180-181	
306-3 (11.5.4)	Rifiuti prodotti	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 34-35; 48 DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
306-4 (11.5.5)	Rifiuti non destinati a smaltimento	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 34; 48 DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
306-5 (11.5.6)	Rifiuti destinati allo smaltimento	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 34; 48 DNF 2023, pagg. 183-185; 229	
<b>TUTELA DEI DIRITTI UMANI</b>			
Lavoratori; Comunità; Catena di fornitura; Security			
3-3 (11.11.1, 11.13.1, 11.18.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 76-81 DNF 2023, pagg. 157; 160-161; 186-188; 222-223	
<b>GRI 406: Non discriminazione 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
406-1 (11.11.7)	Episodi di discriminazione e misure correttive adottate	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 37; 49 DNF 2023, pagg. 188-189; 229	

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Descrizione/Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Sezione e/o numero di pagina	Omission
<b>GRI 407: Libertà di associazione e contrattazione collettiva 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
407-1 (11.13.2)	Attività e fornitori in cui il diritto alla libertà di associazione e contrattazione collettiva può essere a rischio	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 77-78; 82-88 DNF 2023, pagg. 186-188	
<b>GRI 410: Pratiche per la sicurezza 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
410-1 (11.18.2)	Personale addetto alla sicurezza formato sulle politiche o procedure riguardanti i diritti umani	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 36 DNF 2023, pagg. 188-189; 229	
<b>GESTIONE RESPONSABILE DELLA CATENA DI FORNITURA</b>			
3-3 (11.10.1, 11.12.1, 11.17.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 86; 88 DNF 2023, pagg. 157; 160-161; 190; 222-223	
<b>GRI 409: Lavoro forzato o obbligatorio 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
409-1 (11.12.2)	Attività e fornitori a rischio significativo di episodi di lavoro forzato o obbligatorio	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 76-78; 82-88 DNF 2023, pagg. 187; 229	
<b>GRI 411: Diritti dei popoli indigeni 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
411-1 (11.17.2)	Episodi di violazione dei diritti dei popoli indigeni	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 37; 49 DNF 2023, pag. 187	
<b>GRI 414: Valutazione sociale dei fornitori 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
414-1 (11.10.8, 11.12.3)	Nuovi fornitori che sono stati sottoposti a valutazione attraverso l'utilizzo di criteri sociali	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 88 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 41; 49 DNF 2023, pagg. 190-191; 230	
414-2 (11.10.9)	Impatti sociali negativi sulla catena di fornitura e azioni intraprese	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 87 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 41; 49 DNF 2023, pagg. 190-191; 230	
<b>RELAZIONI CON I CLIENTI</b>			
3-3 (11.3.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 86-87 DNF 2023, pagg. 160-161; 178; 222-223 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21	
<b>GRI 416: Salute e sicurezza dei clienti 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
416-1 (11.3.3)	Valutazione degli impatti sulla salute e sulla sicurezza per categorie di prodotto e servizi	DNF 2023, pagg. 158-159; 178-179	
<b>TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE</b>			
3-3 (11.19.1, 11.20.1, 11.21.1, 11.22.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 82-85 DNF 2023, pagg. 157; 160-161; 191-193; 222-223	
<b>GRI 206: Comportamento anticoncorrenziale 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
206-1 (11.19.2)	Azioni legali per comportamento anticoncorrenziale, antitrust e pratiche monopolistiche	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 38 Relazione Finanziaria Annuale 2023, sezione contenziosi RFA DNF 2023, pag. 209	
<b>GRI 205: Anti-corruzione 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
205-1 (11.20.2)	Operazioni valutate per i rischi legati alla corruzione	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 82-83 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 38-39 DNF 2023, pagg. 191-194; 230	
205-2 (11.20.3)	Comunicazione e formazione in materia di politiche e procedure anti-corruzione	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 84 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 38-39; 49 DNF 2023, pagg. 191-194; 230	
205-3 (11.20.4)	Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 38 DNF 2023, pagg. 191-194; 230	

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Descrizione/Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Sezione e/o numero di pagina	Omission
<b>GRI 207: Imposte 2019</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
207-1 (11.21.4)	Approccio alla fiscalità	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 85 DNF 2023, pag. 193	
207-2 (11.21.5)	Governance fiscale, controllo e gestione del rischio	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 85 DNF 2023, pag. 193	
207-3 (11.21.6)	Coinvolgimento degli stakeholder e gestione delle preoccupazioni in materia fiscale	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 85 DNF 2023, pag. 193	
207-4 (11.21.7)	Rendicontazione Paese per Paese	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 85 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 49 DNF 2023, pagg. 193; 230 Per maggiori informazioni si veda la nota 28 del Bilancio consolidato	
<b>GRI 415: Politica pubblica 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
415-1 (11.22.2)	Contributi politici	DNF 2023, pag. 230	
<b>CHIUSURA E RIPRISTINO</b>			
3-3 (11.7.1. 11.1.10)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68; 74 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 171-173; 222-223	
<b>GRI 402: Relazioni tra lavoratori a management 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
402-1 (11.7.2)	Periodo minimo di preavviso per i cambiamenti operativi	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 46 DNF 2023, pag. 227	
<b>GRI 404: Formazione e istruzione 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
404-2 (11.7.3, 11.10.7)	Programmi di aggiornamento delle competenze dei dipendenti e programmi di assistenza alla transizione	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 60; 73 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 23-24 DNF 2023, pagg. 171-172	
<b>SVILUPPO LOCALE</b>			
Local Content; Diversificazione economica; Educazione e formazione; Accesso all'acqua e all'igiene; Salute; Protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership pubblico-private			
3-3 (11.14.1, 11.15.1, 11.16.1, 11.21.1)	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 90-107 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 191-193; 195-196; 222-223	
<b>GRI 201: Performance economiche 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
201-1 (11.14.2, 11.21.2)	Valore economico direttamente generato e distribuito	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 7; 45 DNF 2023, pagg. 194; 230	
201-4 (11.21.3)	Assistenza finanziaria ricevuta dal governo	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 7; 45 DNF 2023, pag. 194	
<b>GRI 203: Impatti economici indiretti 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
203-1 (11.14.4)	Investimenti infrastrutturali e servizi finanziari	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 94; 98-99; 107 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 42 DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
203-2 (11.14.5)	Impatti economici indiretti significativi	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 98-107 DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
<b>GRI 204: Pratiche di approvvigionamento 2016</b>		<b>Perimetro: interno ed esterno</b>	
204-1 (11.14.6)	Proporzione di spesa verso fornitori locali	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 42; 50 DNF 2023, pagg. 195; 231	

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Descrizione/Disclosure GRI <sup>(a)</sup>	Sezione e/o numero di pagina	Omission
<b>GRI 413: Comunità locali 2016</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
413-1 (11.15.2)	Attività che prevedono il coinvolgimento delle comunità locali, valutazioni d'impatto e programmi di sviluppo	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 93; 96; 102-104 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 42-43; 50 DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
413-2 (11.15.3)	Attività con impatti negativi, potenziali e attuali significativi sulle comunità locali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 98-105 DNF 2023, pagg. 195-197; 231	
<b>ACCESSO ALL'ENERGIA</b>			
<b>Accesso all'energia - Approccio di gestione</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
3-3	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 94-95 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 195-196; 222-223	
<b>INNOVAZIONE</b>			
<b>Innovazione - Approccio di gestione</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
3-3	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 26-29 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 222-223	
<b>DIGITALIZZAZIONE E CYBER SECURITY</b>			
<b>Digitalizzazione e Cyber Security - Approccio di gestione</b>		<b>Perimetro: interno</b>	
3-3	Gestione dei temi materiali	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 26-29 DNF 2023, pagg. 156; 160-161; 222-223	

(a) Per ogni tema materiale, sono riportati gli indicatori del GRI Standard mentre tra parentesi sono riportati gli indicatori del GRI 11: Oil & Gas Sector Standard.

## TASK FORCE ON CLIMATE-RELATED FINANCIAL DISCLOSURES (TCFD)

Tematiche		Relazione finanziaria annuale	Eni for – A Just Transition
<b>GOVERNANCE</b>			
Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Sorveglianza da parte del CdA</li> <li>b) Ruolo della direzione</li> </ul>	RFA – Governance pagg. 32-43 DNF – pag. 164	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Governance sul clima, pagg. 21-22</li> <li>b) Ruolo del Management, pag. 23</li> </ul>
<b>STRATEGIA</b>			
Rappresentare gli impatti attuali e potenziali dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico sui business, sulla strategia e sulla pianificazione finanziaria laddove l'informazione è materiale.	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Rischi e opportunità legati al clima</li> <li>b) Incidenza dei rischi e delle opportunità legati al clima</li> <li>c) Resilienza della strategia</li> </ul>	RFA – Rischi connessi al CC pagg. 132-134 DNF – pagg. 165-166	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Rischi e opportunità climatiche, pag. 45</li> <li>b) Resilienza della strategia agli scenari low carbon, pag. 46</li> <li>c) Resilienza della strategia agli scenari low carbon, pag. 46</li> </ul>
<b>RISK MANAGEMENT</b>			
Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Processi di individuazione e valutazione</li> <li>b) Processi di gestione</li> <li>c) Integrazione nella gestione complessiva dei rischi</li> </ul>	RFA – Risk Management Intergrato, pagg. 26-31 DNF – pagg. 165-166	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Rischi e opportunità climatiche, pag. 45</li> <li>b) Modello di Risk Management Integrato, pagg. 24-25</li> <li>c) Modello di Risk Management Integrato, pagg. 24-25</li> </ul>
<b>METRICHE &amp; TARGET</b>			
Rappresentare le metriche e i target utilizzati per valutare e gestire i rischi e le opportunità connesse al cambiamento climatico laddove l'informazione è materiale.	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Metriche utilizzate</li> <li>b) Emissioni GHG</li> <li>c) Target</li> </ul>	DNF – pagg. 167-169	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Metriche GHG, pag. 47</li> <li>b) Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 10-14</li> <li>c) Verso il Net Zero al 2050, pag. 32</li> </ul>

## INDICATORI PREVISTI DAL NET ZERO COMPANY BENCHMARK 2.0<sup>(a)</sup> DI CLIMATE ACTION 100+

Indicatori	Documento/Sezione/Numero pagina
<b>NET ZERO GHG EMISSIONS BY 2050 (OR SOONER) AMBITION</b>	Eni for 2023 - A Just Transition, Neutralità carbonica al 2050, La roadmap di decarbonizzazione e i target Eni, pagg. 32-33
<b>LONG-TERM (2037-2050) GHG REDUCTION TARGET(S)</b>	Eni for 2023 - A Just Transition, Neutralità carbonica al 2050, La roadmap di decarbonizzazione e i target Eni, pagg. 32-33
<b>MEDIUM-TERM (2027-2035) GHG REDUCTION TARGET(S)</b>	Eni for 2023 - A Just Transition, Neutralità carbonica al 2050, La roadmap di decarbonizzazione e i target Eni, pagg. 32-33
<b>SHORT-TERM (UP TO 2026) GHG REDUCTION TARGET(S)</b>	Eni for 2023 - A Just Transition, Neutralità carbonica al 2050, La roadmap di decarbonizzazione e i target Eni, pagg. 32-33
<b>DECARBONIZATION STRATEGY (TARGET DELIVERY)</b>	Eni for 2023 - A Just Transition, Neutralità carbonica al 2050, Le leve operative di decarbonizzazione, pag. 34
<b>CAPITAL ALIGNMENT</b>	Eni for 2023 - A Just Transition, Neutralità carbonica al 2050, Evoluzione della Capital Allocation, pag. 36
<b>CLIMATE POLICY ENGAGEMENT</b>	Eni for 2023 - A Just Transition, Neutralità carbonica al 2050, Advocacy & Trasparenza, pag. 49
<b>CLIMATE GOVERNANCE</b>	Eni for 2023 - A Just Transition, Governance di sostenibilità, pag. 21
<b>JUST TRANSITION</b>	Eni for 2023 - A Just Transition, la Just Transition per Eni, pagg. 50-51
<b>TCFD DISCLOSURE</b>	Relazione Finanziaria Annuale, Dichiarazione Non Finanziaria, Neutralità carbonica, pag. 164
<b>HISTORICAL GHG EMISSIONS REDUCTIONS</b>	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, Neutralità carbonica al 2050, pagg. 10-13

(a) Pubblicato il 30 marzo 2023.

## WORLD ECONOMIC FORUM (WEF) METRICHE CORE

Tematiche	Metriche Core e Disclosure	Disclosure Eni
Governing purpose	Setting purpose	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 21-25 DNF 2023, pag. 232 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 10-11; 38-43
Quality of governing body	Governance body composition	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 5-6 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 32-43
Stakeholder engagement	Material issues impacting stakeholders	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 14-17 DNF 2023, pagg. 222-223 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21
Ethical behaviour	Anti-corruption	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 38 Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 82-85 DNF 2023, pagg. 191-194; 230
	Protected ethics advice and reporting mechanisms	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 38-39 Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 84-85 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 20-21 DNF 2023, pag. 196
Risk and opportunity oversight	Integrating risk and opportunity into business process	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 24-25 DNF 2023, pagg. 162-163 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pagg. 26-31; 130-150
Climate change	Greenhouse gas (GHG) emissions	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 12-13 DNF 2023, pagg. 167-170; 226
	TCFD implementation	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 60 Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 30-51 DNF 2023, pagg. 164-170; 234
Nature loss	Land use and ecological sensitivity	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 30-33 Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 71 DNF 2023, pagg. 182-184; 186; 228
Freshwater availability	Water consumption and withdrawal in water-stressed areas	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 29-30 Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68-70 DNF 2023, pagg. 182-183; 185; 229
Dignity and equality	Diversity and inclusion	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 15-20 Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 54-58 DNF 2023, pagg. 176; 227 Relazione Finanziaria Annuale 2023, pag. 34
	Pay equality	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 19-22 Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 58 DNF 2023, pagg. 175; 177; 227 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023, pagg. 11-13
	Wage level	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 22 Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 58 DNF 2023, pagg. 175; 177; 227 Relazione sulla Politica di Remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023, pagg. 11-13
	Risk for incident of child, forced or compulsory labour	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 76-81 DNF 2023, pagg. 187; 229



Tematiche	Metriche Core e Disclosure	Disclosure Eni
Health and well being	Health and safety	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 22-23; 26-28 Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 61; 65-67 DNF 2023, pagg. 158-159; 173; 179-180; 227
Skills for the future	Training provided	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 22-24 Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 60 DNF 2023, pagg. 174-175; 177; 227
Employment and wealth generation	Absolute number and rate of employment	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 15-19 Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 54 DNF 2023, pagg. 173-174; 176; 227
	Economic contribution	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 7 DNF 2023, pagg. 194; 230
	Financial investment contribution	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 7 DNF 2023, pag. 194
Innovation of better products and services	Total R&D expenses	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 8-9 Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 6; 19 DNF 2023, pagg. 168-170; 237
Community and social vitality	Total tax paid	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 7 DNF 2023, pagg. 193-194; 237

SUSTAINABILITY ACCOUNTING STANDARDS BOARD (SASB) EXPLORATION & PRODUCTION<sup>(a)</sup>

Aspetto	Codice	Metrica	Disclosure Eni
Greenhouse Gas Emissions	EM-EP-110a.1	Gross global Scope 1 emissions, percentage methane, percentage covered under emissions-limiting regulations	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 12-13
	EM-EP-110a.2	Amount of gross global Scope 1 emissions from: (1) flared hydrocarbons, (2) other combustion, (3) process emissions, (4) other vented emissions, and (5) fugitive emissions	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 12-13
	EM-EP-110a.3	Discussion of long-term and short-term strategy or plan to manage Scope 1 emissions, emissions reduction targets, and an analysis of performance against those targets	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 12-13 Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 32-44
Air Quality	EM-EP-120a.1	Air emissions of the following pollutants: (1) NOx (excluding N <sub>2</sub> O), (2) SOx, (3) volatile organic compounds (VOCs), and (4) particulate matter (PM10)	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 34
Water Management	EM-EP-140a.1	(1) Total fresh water withdrawn, (2) total fresh water consumed, percentage of each in regions with High or Extremely High Baseline Water Stress	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68-69 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 29-30
	EM-EP-140a.2	Volume of produced water and flowback generated; percentage (1) discharged, (2) injected, (3) recycled; hydrocarbon content in discharged water	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 29-30
	EM-EP-140a.3	Percentage of hydraulically fractured wells for which there is public disclosure of all fracturing fluid chemicals used	Non applicabile. Eni non opera asset con produzione non convenzionale
	EM-EP-140a.4	Percentage of hydraulic fracturing sites where ground or surface water quality deteriorated compared to a baseline	Non applicabile. Eni non opera asset con produzione non convenzionale
Biodiversity Impacts	EM-EP-160a.1	Description of environmental management policies and practices for active sites	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 68; 71-75 eni.com
	EM-EP-160a.2	Number and aggregate volume of hydrocarbon spills, volume in Arctic, volume impacting shorelines with ESI rankings 8-10, and volume recovered	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 75 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 33
	EM-EP-160a.3	Percentage of (1) proved and (2) probable reserves in or near sites with protected conservation status or endangered species habitat	Non riportato
Security, Human Rights & Rights of Indigenous Peoples	EM-EP-210a.1	Percentage of (1) proved and (2) probable reserves in or near areas of conflict	Riserve proved: 0,00% Riserve proved + probable: 5,46%
	EM-EP-210a.2	Percentage of (1) proved and (2) probable reserves in or near indigenous land	Riserve proved: 0% Riserve proved + probable: 0%
	EM-EP-210a.3	Discussion of engagement processes and Due Diligence practices with respect to human rights, indigenous rights, and operation in areas of conflict	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 79; 76-81; 92-93; 100-105; 107 Eni for - Human Rights 2023 verrà pubblicato a breve

Aspetto	Codice	Metrica	Disclosure Eni
Community Relations	EM-EP-210b.1	Discussion of process to manage risks and opportunities associated with community rights and interests	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 16-17; 90-107 Eni for - Human Rights 2023 verrà pubblicato a breve
	EM-EP-210b.2	Number and duration of non-technical delays	Non disponibile
Workforce Health & Safety	EM-EP-320a.1	(1) Total recordable incident rate (TRIR), (2) fatality rate, (3) near miss frequency rate (NMFR), and (4) average hours of health, safety, and emergency response training for (a) full-time employees, (b) contract employees, and (c) short-service employees	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 60; 61-62 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 27-28
	EM-EP-320a.2	Discussion of management systems used to integrate a culture of safety throughout the exploration and production lifecycle	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 61-64
Reserves Valuation & Capital Expenditures	EM-EP-420a.1	Sensitivity of hydrocarbon reserve levels to future price projection scenarios that account for a price on carbon emissions	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 36
	EM-EP-420a.2	Estimated carbon dioxide emissions embedded in proved hydrocarbon reserves	Non riportato
	EM-EP-420a.3	Amount invested in renewable energy, revenue generated by renewable energy sales	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 36
	EM-EP-420a.4	Discussion of how price and demand for hydrocarbons and/or climate regulation influence the capital expenditure strategy for exploration, acquisition, and development of assets	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 45 Relazione Finanziaria Annuale 2023 pagg. 132-134
Business Ethics & Transparency	EM-EP-510a.1	Percentage of (1) proved and (2) probable reserves in Countries that have the 20 lowest rankings in Transparency International's Corruption Perception Index	Riserve proved: 15,7% Riserve proved + probable: 12,3%
	EM-EP-510a.2	Description of the management system for prevention of corruption and bribery throughout the value chain	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 82-85
Management of the Legal & Regulatory Environment	EM-EP-530a.1	Discussion of corporate positions related to government regulations and/or policy proposals that address environmental and social factors affecting the industry	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 49
Critical Incident Risk Management	EM-EP-540a.1	Process Safety Event (PSE) rates for Loss of Primary Containment (LOPC) of greater consequence (Tier 1)	Eni for 2023 - A Just Transition, pag. 62 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 27-28
	EM-EP-540a.2	Description of management systems used to identify and mitigate catastrophic and tail-end risks	Eni for 2023 - A Just Transition, pagg. 24-25
Activity	EM-EP 000.A	Production of: (1) oil, (2) natural gas, (3) synthetic oil, and (4) synthetic gas	Eni Fact Book 2023 (per produzione di olio e gas naturale). La produzione di synthetic oil e synthetic gas è 0
	EM-EP 000.B	Number of offshore sites	Eni Fact Book 2023
	EM-EP 000.C	Number of terrestrial sites	Eni Fact Book 2023

(a) Eventuali aggiornamenti alla presente tabella di raccordo saranno disponibili su eni.com.

## INDICATORI PREVISTI DALLA EU SUSTAINABLE FINANCE DISCLOSURE REGULATION (PAI)

Indicatori	Riferimenti
<b>ENVIRONMENTAL INDICATORS</b>	
Emissioni GHG (Scope 1, 2 e Scope 3 <sup>(a)</sup> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissioni GHG Scope 1 (MtCO<sub>2</sub>eq.) 41,20 (2019), 37,76 (2020), 40,08 (2021) - 100% asset operati</li> <li>Emissioni GHG Scope 2 (MtCO<sub>2</sub>eq.) 0,69 (2019), 0,73 (2020), 0,81 (2021) - 100% asset operati, location-based.</li> <li>Emissioni GHG Scope 3 (MtCO<sub>2</sub>eq.) 204 (2019), 185 (2020), 176 (2021) - 100% asset operati, location-based.</li> </ul>
Impronta carbonica	Indicatore non direttamente applicabile per Eni: può essere calcolato sulla base dei dati sulle emissioni GHG riportati sopra
Intensità delle emissioni GHG per le aziende partecipate	Indicatore non direttamente applicabile per Eni: può essere calcolato sulla base dei dati sulle emissioni GHG riportati sopra
Esposizione ad imprese attive nel settore dei combustibili fossili	Indicatore non direttamente applicabile per Eni: può essere calcolato sulla base dei dati sulle emissioni GHG riportati sopra
Quota di energia consumata e prodotta da fonti non rinnovabili	Indicatore calcolabile sulla base dei dati sul consumo e sulla produzione di energia riportati da Eni nei riferimenti indicati
Intensità energetica per settore ad alto impatto climatico	Indicatore non direttamente applicabile per Eni: può essere calcolato sulla base dei dati sui consumi energetici riportati da Eni nei riferimenti indicati
Attività che influenzano negativamente le aree vulnerabili in termini di biodiversità	L'impegno di Eni su Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES) si dimostra attraverso l'implementazione del modello di gestione BES allineato agli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB). Inoltre, dal 2019, Eni si è impegnata a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO
Emissioni in acqua	Indicatore non disponibile. Tuttavia, molteplici procedure interne sono in atto per minimizzare gli impatti dell'azienda sulle risorse idriche, come riportato nel questionario CDP Water Security 2022
Indice di rifiuti pericolosi	Indicatore non direttamente applicabile per Eni: può essere calcolato sulla base dei dati pubblicati da Eni nei documenti di riferimento
<b>INDICATORI SOCIALI</b>	
Violazioni dei principi del Global Compact delle Nazioni Unite e delle linee guida dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE) per le imprese multinazionali	Si rimanda al paragrafo della DNF, contenuta nella RFA 2023, in cui nella sezione dedicata alla Tassonomia (Reg. EU 852/2020) vengono dettagliate le attività relative alla verifica del rispetto della clausola di salvaguardia (RFA pagg. 208-211)
Assenza di processi e meccanismi di conformità per monitorare il rispetto dei principi del Global Compact delle Nazioni Unite e delle linee guida dell'OCSE per le imprese multinazionali	Si rimanda al paragrafo della DNF, contenuta nella RFA 2023, in cui nella sezione dedicata alla Tassonomia (Reg. EU 852/2020) vengono dettagliate le attività relative alla verifica del rispetto della clausola di salvaguardia (RFA pagg. 208-211)
Pay gap di genere unadjusted	Il pay gap di genere unadjusted (Pay Ratio Raw) relativo alla remunerazione totale di tutti i dipendenti nel 2023 è stato pari al 3% (Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 20)
Diversità di genere del Consiglio di Amministrazione	Oltre il 44% dei membri del Consiglio di Amministrazione e il 40% dei membri del Collegio Sindacale, compresi i Presidenti, sono donne (Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 6)
Esposizione ad armi controverse (mine antiuomo, munizioni a grappolo, armi chimiche e biologiche)	Indicatore non applicabile per Eni

(a) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream venduta in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA. Tale indicatore viene riportato in vista della sua pubblicazione obbligatoria a partire da Giugno 2023 come previsto nella bozza di Regolamento Delegato "RTS SFDR".

## WOMEN'S EMPOWERMENT PRINCIPLES (WEP)

Indicatori Women's Empowerment Principles	Descrizione disclosure Eni	Sezione/numero pagina
1. Percentuale di dipendenti donne e uomini	Dipendenti donne in servizio	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 19
2. Percentuale di dipendenti donne e uomini in posizioni di responsabilità	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Donne in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri)</li> <li>• Dipendenti per categorie professionali, fasce d'età e genere</li> </ul>	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 19 Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 19
3. Percentuale di donne e uomini negli organi di amministrazione	Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 5
4. Rapporto tra lo stipendio delle donne e quello degli uomini	Pay ratio di genere	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 20
5. Percentuale di nuovi assunti donne e uomini	Assunzioni a tempo indeterminato	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 16
6. Percentuale di promozioni e opportunità di carriera donne e uomini	Percentuale di promozioni da Impiegato a Quadro e da Quadro a Dirigente per genere	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 19
7. Tasso di ritenzione dei dipendenti FTE donne e uomini che ha usufruito del congedo parentale	Dipendenti che hanno usufruito (e % rientro) del congedo parentale	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pag. 22
8. La Società ha grievance, risoluzioni, meccanismi e procedure di segnalazione e non ritorsione atti ad affrontare e rispondere a episodi di violenza e molestie	Sezione diritti umani	Eni for 2023 - Performance di sostenibilità, pagg. 36-37

# Dichiarazione sulla contabilizzazione e reporting delle emissioni di gas serra (anno 2023)

Questa sezione contiene i dettagli sulle performance GHG del Gruppo Eni e sulle metodologie e sui processi di contabilizzazione delle emissioni, relativamente alle emissioni dirette di GHG di Scope 1, indirette di Scope 2 e indirette di Scope 3 associate alle operazioni ed attività della catena del valore di Eni SpA e delle sue controllate. Sono riportati anche gli indicatori delle emissioni di gas serra associati agli obiettivi di decarbonizzazione di medio-lungo termine, ovvero gli indicatori Net Carbon Footprint UPS, Net Carbon Footprint Eni, Net GHG Lifecycle Emissions e Net Carbon Intensity. I dati sono allineati a quelli riportati nelle pubblicazioni istituzionali di Eni, ovvero la ► [Relazione Finanziaria Annuale 2023](#) (Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario). Livello di Assurance: Reasonable (Scope 1, Scope 2 operate); Limited (Scope 3, Indicatori di medio-lungo termine); Standard di assurance: ISAE 3410.

## CONFINI ORGANIZZATIVI

### Scope 1, Scope 2, Scope 3

Eni rendiconta le emissioni Scope 1 e Scope 2 secondo il criterio dell'operatore e secondo il criterio equity, in base ai quali definisce il proprio perimetro di rendicontazione organizzativa dei GHG come di seguito dettagliato:

- Eni adotta il criterio dell'operatore in maniera estensiva, comprendendo il 100% delle emissioni di GHG sia asset su cui ha il controllo operativo, sia comprendendo le società cooperate a controllo congiunto;
- secondo l'approccio di rendicontazione equity, Eni rendiconta le emissioni GHG Scope 1 e 2 delle attività operate da Eni e da terzi, contabilizzate in base alla quota di revenue interest per Upstream e di share di partecipazione aziendale per le altre business unit.

L'inclusione nel perimetro si fonda su un processo di clusterizzazione basato sul rischio per la definizione dell'impatto e della rilevanza di ciascuna società, operata da Eni o da terzi, in termini di ambiti HSE, comprese le emissioni di GHG.

Nella rendicontazione delle emissioni Scope 3, il perimetro è più eterogeneo, data la variabilità delle categorie di emissioni e della metodologia

applicata (vedi pag. 69). Per la categoria 11 (uso finale dei prodotti venduti), che è quella più rilevante, il perimetro di riferimento è la produzione di idrocarburi upstream venduta in base equity.

## INDICATORI DI DECARBONIZZAZIONE

Per quanto riguarda gli indicatori di medio-lungo termine, il criterio di rendicontazione utilizzato prevede la contabilizzazione su base equity. Il perimetro di riferimento, per gli indicatori Net GHG Lifecycle Emissions e Net Carbon Intensity, include le emissioni di GHG del ciclo di vita relative ai prodotti energetici venduti da Eni, al netto della compensazione tramite crediti di carbonio ottenuti principalmente da progetti Natural Climate Solutions (NCS). Per quanto riguarda gli indicatori Net Carbon Footprint Upstream e Net Carbon Footprint Eni il perimetro di rendicontazione include le emissioni GHG Scope 1+2 delle attività operate da Eni e da terzi, contabilizzate su base equity, al netto dei crediti di carbonio annullati nell'anno di rendicontazione.

Da quest'anno è stato introdotto un ulteriore indicatore: Net GHG Emissions. L'indicatore comprende tutte le emissioni nette Scope 1+2 del gruppo e le emissioni Scope 3 da utilizzo dei prodotti energetici venduti (cat. 11) calcolate in quota equity della produzione upstream.

## CONFINI OPERATIVI

Per quanto riguarda il perimetro operativo, le emissioni Scope 1 e Scope 2 comprendono le attività di tutte le linee di business di Eni, delle sue controllate italiane ed estere, dei siti e di tutte le strutture elencate nella [Relazione Finanziaria Annuale 2023 \(Partecipazioni di Eni SpA al 31/12/2023\)](#).

Alcune categorie di emissioni indirette Scope 3 non rientrano nell'ambito della rendicontazione di Scope 3 Eni (come da classificazione GHG Protocol), in dettaglio: Categoria n. 8 - Upstream Leased Assets, Categoria n. 9 - Downstream Transportation and Distribution, Categoria n. 13 - Downstream Leased Assets e Categoria n. 15 - Investments.

Le fonti di emissioni di GHG sono classificate, secondo lo standard WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative Standard in emissioni dirette (Scope 1)

ed indirette (Scope 2 e Scope 3). Nel paragrafo successivo sono definiti gli ambiti emissivi (Scope 1, 2, 3) e sono identificate le fonti rilevanti per Eni. I gas GHG considerati sono CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O<sup>48</sup>. La conversione delle emissioni in CO<sub>2</sub>eq. viene effettuata tramite l'applicazione dei GWP - 100 anni, riportato nel 4° Rapporto di Valutazione dell'IPCC<sup>49</sup>.

## RENDICONTAZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA

Eni ha implementato un processo di raccolta, contabilizzazione e rendicontazione delle emissioni di GHG basato sui seguenti elementi:

- Sono state implementate procedure interne per l'identificazione delle fonti materiali di emissioni di GHG e per l'identificazione di metodologie comuni per il calcolo delle emissioni di GHG a livello bottom-up. Le metodologie sono ampiamente ispirate al protocollo WBCSD GHG, IPIECA O&G Guidance e API Compendium;
- sono stati implementati strumenti centralizzati per garantire un corretto calcolo delle emissioni di gas serra a livello bottom-up. Gli strumenti informativi sono gestiti da unità centralizzate e verificati da terze parti al fine di garantire che le emissioni siano stimate con approcci omogenei tra le società controllate, minimizzando il rischio di errore;
- sono applicate specifiche procedure per la raccolta dei dati in coerenza con la struttura organizzativa della Società, individuando con chiarezza ruoli, responsabilità e tempistiche di rendicontazione. I dati vengono raccolti con un approccio bottom-up: gli operatori GHG di siti e strutture all'interno dei confini operativi inseriscono i dati nel database di Eni. Successivamente tali dati vengono consolidati dall'Unità Centrale e archiviati su server, attraverso regole e procedure interne ad Eni con una procedura di garanzia della qualità/controllo della qualità applicata al fine di garantire l'accuratezza e la coerenza dei dati sulle emissioni. Vengono inoltre raccolte informazioni aggiuntive per garantire la coerenza dei dati, monitorare le prestazioni e spiegare meglio i potenziali cambiamenti nelle tenden-

<sup>48</sup> Eni ha condotto un'analisi per determinare la materialità di altri GHG (HFCs, PFCs e SF<sub>6</sub>) sulla base dei dati disponibili. L'analisi dimostra che questi gas non sono materiali per Eni così come per l'industria O&G, in quanto rimangono ben al di sotto dello 0,2% sul totale CO<sub>2</sub>+CH<sub>4</sub>+N<sub>2</sub>O, come riportato nel protocollo di Kyoto.

<sup>49</sup> I GWP utilizzati nel calcolo sono: 1 per CO<sub>2</sub>, 25 per CH<sub>4</sub> e 298 per N<sub>2</sub>O.

ze e negli obiettivi. Infine, sono previsti audit interni a vari livelli, che coprono anche i dati sulle emissioni di GHG. Per quanto riguarda il livello di incertezza associato ai dati di attività (consumi) ed ai fattori emissivi, sono implementate, ove possibile, adeguate misure che ne consentono la minimizzazione, quali: (i) l'applicazione di standard normati ed il ricorso a laboratori accreditati per le analisi delle caratteristiche dei combustibili al fine della de-

terminazione dei fattori emissivi; (ii) l'utilizzo di strumentazione di misura, tarata e calibrata periodicamente in accordo agli standard internazionali, per la contabilizzazione dei consumi energetici (dati di attività).

## METODOLOGIE DI CONTABILITÀ GHG

### Emissioni dirette di GHG - Scope 1

Le emissioni di GHG Scope 1 provengono da fon-

ti proprie o controllate dal Gruppo Eni, tra cui: le emissioni associate alla generazione di energia elettrica necessaria per le operazioni (incluse quelle connesse all'esportazione di energia elettrica verso siti Eni fuori perimetro), trattamento e compressione del gas, lavorazione dei prodotti petroliferi.

Le emissioni di GHG Scope 1 sono classificate nelle seguenti categorie:

<b>EMISSIONI DI GAS SERRA DA COMBUSTIONE E PROCESSO</b>	Emissioni GHG da combustione stazionaria, sorgenti mobili e operazioni di processo industriale.
<b>EMISSIONI DI GAS SERRA DA FLARING</b>	Emissioni GHG derivanti dalla combustione controllata di idrocarburi in torcia. Rientrano in questa tipologia di sorgente le emissioni derivanti da routine flaring, non routine flaring e flaring di emergenza (safety flaring).
<b>EMISSIONI DI GAS SERRA DA VENTING</b>	Emissioni GHG da venting nelle operazioni di esplorazione e produzione Olio & Gas, nella generazione di energia elettrica e nel trasporto di gas (ad esempio: quantitativo di CO <sub>2</sub> e CH <sub>4</sub> contenuto all'interno dei gas incombusti scaricati attraverso aperture di sfogo e CO <sub>2</sub> di giacimento associato all'estrazione di idrocarburi).
<b>EMISSIONI FUGGITIVE DI CH<sub>4</sub></b>	Perdite involontarie negli impianti, in apparecchiature come pompe, valvole, tenute dei compressori, ecc.

Le emissioni di GHG totali vengono espresse in CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2</sub>eq.), usando i fattori GWP (IPCC, 4AR) come fattori di conversione per CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O. Il calcolo delle emissioni deriva dalla stima dei dati di Attività (es: combustibile consumato, distanza percorsa). In base alla loro origine fisica i dati sono tratti da: i) registrazioni dei contatori di carburante; ii) misura diretta (come i LDAR per le emissioni fuggitive); iii) altre modalità utilizzate in alcuni siti e strutture di Eni. I fattori di emissione utilizzati vengono calcolati considerando la composizione chimica del gas<sup>50</sup> oppure derivano da letteratura, coerentemente con:

- Regolamento EU-ETS 2018/2066: tabella dei parametri standard nazionali per l'anno 2023. Rivisto e pubblicato dal Ministero per la Transizione Ecologica, applicato a: gas naturale, GPL, gas combustibile di raffineria, gas derivato dal petrolio, gas flare;
- API Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry 2009/2021 per CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O.

Nei siti e nelle strutture Eni in cui è in atto un programma LDAR (Leak Detection And Repair program), le emissioni fuggitive di CH<sub>4</sub> vengono stimate, riportate e monitorate attraverso misurazioni periodiche. I fattori di emissione deriva-

no principalmente da standard API o EPA (es. Protocollo EPA n. 453) e le emissioni vengono espresse in tCO<sub>2</sub>eq./anno. Nei siti in cui il programma LDAR non è ancora in atto, le emissioni fuggitive sono stimate a partire dalla produzione di olio e gas, attraverso fattori di emissione standard (API Compendium).

### Emissioni indirette Scope 2

Rientrano in questa categoria le emissioni GHG derivanti dalla generazione di energia elettrica, vapore, riscaldamento e raffreddamento, acquistati da terzi e consumati da Eni. Il criterio generale per la stima delle emissioni è lo stesso utilizzato per lo Scope 1. Le emissioni sono stimate applicando un approccio basato sul luogo di provenienza dei vettori energetici, considerando il mix energetico medio dei Paesi in cui si effettuano acquisti da terze parti (approccio location based). La fonte di riferimento per i fattori di emissione di Scope 2 da acquisti di energia elettrica è la IEA, che pubblica fattori specifici per ogni Paese. I fattori di emissione utilizzati per calcolare le emissioni indirette da acquisti di vapore sono derivati dall'API Compendium. Gli scambi commerciali di energia elettrica effettuati da Eni e le relative emissioni di GHG sono conta-

bilizzati come emissioni di Scope 3, Categoria n. 3 "Attività Fuel and Energy".

### Emissioni indirette Scope 3

Rientrano in questa categoria le emissioni GHG connesse alla catena di valore Eni, non contabilizzate come emissioni di Scope 1 o di Scope 2. Sulla base del Protocollo GHG del WBCSD/WRI, del Corporate Value Chain (Scope 3) accounting and reporting Standard e dello standard IPIECA, le emissioni indirette di GHG di Scope 3 sono classificate nelle categorie elencate **■ nella tabella a pagina 71**. Per il Settore Oil & Gas, la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici venduti (cat. 11). Per questa categoria le emissioni sono stimate in accordo con il criterio del volume netto IPIECA (Net Volume Accounting)<sup>51</sup>, utilizzando come dato di attività la produzione di idrocarburi equity upstream, ed assumendo che l'intera produzione venduta di petrolio e gas naturale sia consumata nel corso del 2023. A partire dai volumi venduti di petrolio, sono calcolati i prodotti finiti venduti sulla base di ipotesi IEA di conversione di un barile di petrolio standard. Il calcolo delle emissioni comprende delle assunzioni in merito alla destinazione finale dei prodotti venduti<sup>52</sup>.

<sup>50</sup> Nelle strutture Eni che rientrano nel campo di applicazione ETS (European Trading Scheme), se è richiesto ed è nota la composizione chimica del gas combustibile o del flare gas, viene calcolato un fattore di emissione specifico per la sorgente emissiva; altrimenti vengono utilizzati i fattori di emissione dai riferimenti di cui sopra. Nei siti upstream, se è nota la composizione chimica del gas combustibile, del flare gas e del gas inviato a venting, viene calcolato un fattore di emissione specifico, altrimenti vengono utilizzati fattori di emissione da API Compendium.

<sup>51</sup> Riferimento: Estimating petroleum industry value chain (Scope 3) greenhouse gas emissions. Overview of methodologies, IPIECA - 2016.

<sup>52</sup> Frazione di prodotti petroliferi destinati ad impieghi non energetici (es. petrolchimica) o associati a prodotti low carbon (es. blue hydrogen, power con CCS) elaborati a partire da fonte IEA WEO 2023.

## EMISSIONI GHG

Di seguito sono riportate le emissioni di GHG Scope 1 classificate per tipo di gas e Business Unit:

Emissioni GHG Scope 1 [t]	Upstream	GGP	Energy Evolution	Eni Live	Versalis	Enipower	Altro	Eni
CO <sub>2</sub>	21.828.728	671.864	3.158.509	509.332	1.967.525	9.343.985	16.154	37.496.097
CH <sub>4</sub>	37.205	462	64	817	265	211	92	39.116
N <sub>2</sub> O	554	18	41	7	55	33	0	709
<b>tCO<sub>2</sub>eq.</b>	<b>22.924.026</b>	<b>688.755</b>	<b>3.172.319</b>	<b>531.868</b>	<b>1.990.654</b>	<b>9.359.042</b>	<b>18.466</b>	<b>38.685.129</b>

Le emissioni upstream includono anche i contributi di alcune centrali elettriche non legate alla produzione di idrocarburi; escludendo questo contributo, le emissioni di GHG Upstream legate

alla produzione di idrocarburi nel 2023 sono pari a 21.417.057 tCO<sub>2</sub>eq. Questo valore viene utilizzato anche per calcolare l'indice di intensità emissiva upstream.

Nella tabella seguente sono riportate le Emissioni indirette Scope 2 del 2023, derivanti dall'acquisto e dall'utilizzo interno di energia elettrica e vapore disaggregati per linea di business:

Emissioni GHG Scope 2 [t]	Upstream	GGP	Energy Evolution	Eni Live	Versalis	Enipower	Altro	Eni
CO <sub>2</sub>	275.174	0	30.549	4.397	316.709	47.409	52.147	726.385
CH <sub>4</sub>	6	0	1	0	11	2	2	22
N <sub>2</sub> O	1	0	0	0	3	0	1	5
<b>tCO<sub>2</sub>eq.</b>	<b>275.571</b>	<b>0</b>	<b>30.669</b>	<b>4.415</b>	<b>317.823</b>	<b>47.585</b>	<b>52.349</b>	<b>728.411</b>

Le emissioni di GHG Scope 2, suddivise per tipologia di energia acquistata, sono mostrate nella tabella seguente:

Vettori delle Emissioni GHG	(tCO <sub>2</sub> eq.)
Acquisti di energia elettrica	606.037
Acquisti di Vapore	122.374
<b>Totale GHG Scope 2</b>	<b>728.411</b>



Di seguito la classificazione delle emissioni di Scope 3 secondo le categorie del GHG Protocol:

Id.	Categoria	Descrizione
1	Beni e servizi acquistati	Emissioni GHG associate a beni e servizi acquistati dal primo livello della catena di fornitura attraverso contratti di acquisto gestiti dal servizio Procurement di Eni, che fornisce informazioni sul tipo di acquisto e la spesa associati. Il perimetro copre Eni e le società controllate; alcuni beni e servizi non sono gestiti dal servizio Procurement e possono essere incluse in altre categorie (es. trasporto).
2	Beni capitali	Emissioni GHG associate a beni capitali acquistati dal primo livello della catena di fornitura e attraverso contratti di acquisto emessi dal servizio Procurement di Eni. Gli acquisti di beni strumentali sono quelli identificati come Capex nella Relazione Finanziaria Annuale 2023 di Eni. Il perimetro copre Eni e le società controllate.
3	Energia Elettrica commercializzata	Emissioni GHG da combustibili ed energia acquistati da Eni e venduti ai consumatori finali nel 2023, che non sono contabilizzate nelle emissioni Scope 1 e 2. Include le vendite di elettricità del settore Power e Plenitude.
4	Trasporto e distribuzione prodotti upstream	Emissioni GHG da servizi di trasporto e distribuzione pagati da Eni e gestiti con veicoli non di proprietà Eni, inclusi: i) trasporto marittimo di crude oil e prodotti petroliferi, in base ai consumi nella tratta di trasporto diretto (laden transportation); ii) trasporto su strada di prodotti petroliferi; iii) trasporto marittimo di strumenti e materiali (upstream).
5	Rifiuti generati nel corso delle operazioni	Emissioni GHG dalla gestione dei rifiuti ad opera di terze parti, avvenuta nel corso dello smaltimento e trattamento dei rifiuti generati dalle operazioni di Eni (100% operate). Le emissioni GHG da rifiuti conferiti a discarica includono quelle legate alle operazioni di trasporto e smaltimento; le emissioni GHG da rifiuti inviati ad incenerimento, riciclo, trattamento biologico/chimico/fisico, sono limitate al solo trasporto degli stessi.
6	Trasferte di lavoro	Emissioni GHG da veicoli non di proprietà Eni ed utilizzati da dipendenti Eni per i viaggi di lavoro nel 2023. Le emissioni da veicoli in leasing operati da Eni sono incluse nella categoria 7. Includono emissioni da automobili, aerei e treni, calcolati sulla base dei biglietti di viaggio forniti dal servizio Eni Travel Management Support.
7	Spostamenti dipendenti	Emissioni GHG da spostamenti casa-lavoro (e ritorno) dei dipendenti Eni nel 2023. Sono inclusi i viaggi in elicottero da e per impianti offshore Eni con mezzi in leasing o di terze parti. Gli spostamenti casa-lavoro di dipendenti di Joint Ventures Eni non sono inclusi.
8	Asset in leasing (upstream)	Emissioni GHG da asset non di proprietà ma in leasing da Eni. Nel caso di asset in leasing che ricadono all'interno del perimetro organizzativo, le relative emissioni sono contabilizzate come Scope 1 e quelle da consumi di elettricità come Scope 2. Le emissioni GHG all'interno di questa categoria non sono state stimate nel 2023, in quanto i dati di attività rilevanti non sono facilmente rintracciabili.
9	Trasporto e distribuzione prodotti Downstream	Emissioni GHG legate ai servizi di trasporto e distribuzione dei prodotti venduti (non pagato da Eni). Le emissioni GHG legate ai servizi di trasporto e distribuzione acquistati da Eni sono contabilizzati nella categoria 4, in quanto il trasporto avviene prima che i prodotti siano venduti ai consumatori finali. Nella fattispecie, la maggior parte dei prodotti Eni è costituita da combustibili, per cui, una volta venduti al consumatore finale, non sono trasportati e distribuiti. Inoltre, la categoria non è ritenuta rilevante anche sulla base della metodologia IPIECA/API per la stima delle emissioni Scope 3 dall'industria Oil & Gas <sup>(a)</sup> .
10	Lavorazione dei prodotti venduti	Emissioni GHG dalla lavorazione ad opera di terze parti di olio e gas naturale venduti da Eni. Include la produzione in quota Eni di olio e gas naturale venduti a società terze.
11	Utilizzo dei prodotti venduti	Emissioni GHG dall'utilizzo dei prodotti finiti Eni dalle produzioni in quota di olio e gas naturale venduti nel 2023. Le emissioni sono calcolate considerando le diverse tipologie di prodotti venduti.
12	Treatmento di fine vita dei prodotti venduti	Emissioni GHG associate al trattamento di fine vita dei prodotti non bruciati nel corso del loro utilizzo. I prodotti Eni con trattamento a fine vita rilevante sono: i) asfalti e lubrificanti - Refining; ii) olefine, aromatici, intermedi, stirene polietilene, elastomeri - Petrolchimica. Il calcolo delle emissioni fa riferimento alla fase di trasporto del rifiuto ai centri di smaltimento.
13	Asset dati in leasing (Downstream)	Emissioni GHG da asset di proprietà Eni dati in leasing a terze parti. Le emissioni da questa categoria non sono considerate rilevanti per l'industria Oil & Gas. Eni non contabilizza le emissioni Scope 3 relative ad impianti ed edifici non di proprietà e non operati da Eni, in ragione della difficoltà nella tracciabilità del dato. Inoltre, Eni non ha il controllo su queste emissioni né la possibilità di implementare iniziative di mitigazione, pertanto la categoria si considera non rilevante.
14	Franchises	Emissioni GHG da stazioni di servizio in franchising, non incluse nelle emissioni Scope 1 e Scope 2.
15	Investimenti	Emissioni GHG da operazioni ed investimenti (così classificati nella Relazione Finanziaria Annuale) condotti nell'anno di reporting. Le emissioni da investimenti sono potenzialmente rilevanti solo per quelle compagnie con joint ventures significative che non sono incluse nel perimetro delle loro emissioni Scope 1 e Scope 2. Nel caso di Eni, l'inventario GHG è basato sull'approccio operativo ed include il 100% delle emissioni in investimenti in joint ventures di cui Eni è operatore. Questo determina un approccio già conservativo in quanto la produzione operata è di molto superiore alla produzione in quota Eni.

(a) IPIECA/API, estimating petroleum industry value chain (Scope 3) Greenhouse Gas Emissions - Overview of methodologies, 2016.

Nella tabella seguente sono riportate le emissioni di gas serra Scope 3 del 2023, suddivise per categoria:

Id	Fonti emissive	(tCO <sub>2</sub> eq.)
1	Beni e servizi acquistati	890.584
2	Beni capitali	778.971
3	Energia Elettrica commercializzata	1.411.410
4	Trasporto e distribuzione prodotti upstream	1.268.810
5	Rifiuti generati nel corso delle operazioni	126.969
6	Trasferte di lavoro	48.773
7	Spostamenti dipendenti	66.565
8	Asset in leasing (upstream)	-
9	Trasporto e distribuzione prodotti Downstream	-
10	Lavorazione dei prodotti venduti	10.484.777
11	Utilizzo dei prodotti venduti	173.722.312
12	Tattamento di fine vita dei prodotti venduti	68.457
13	Asset dati in leasing (Downstream)	-
14	Franchises	171.026
15	Investimenti	-

Nella seguente tabella sono riportati i dati 2023 degli Indicatori di Emissioni di GHG di medio-lungo termine:

Indicatori di medio-lungo termine	2023
Net carbon footprint UPS (Scope 1, 2, MtCO <sub>2</sub> eq.)	8,9
Net carbon footprint Eni (Scope 1, 2, MtCO <sub>2</sub> eq.)	26,1
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1, 2 e 3, MtCO <sub>2</sub> eq.)	398
Net Carbon Intensity (Scope 1, 2 e 3, gCO <sub>2</sub> eq./MJ)	65,6
Net GHG Emissions (Scope 1, 2 e 3, MtCO <sub>2</sub> eq.)	200

I crediti di carbonio utilizzati nel 2023 sono pari a 5,9 MtCO<sub>2</sub>eq. ottenuti principalmente da progetti Natural Climate Solutions (NCS).

## ALLEGATO - RIFERIMENTI

I dati e le informazioni inclusi in questo documento sono coerenti con le "best practices" per lo sviluppo dell'inventario e derivano dalle linee guida fornite da:

- WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative, A Corporate Accounting and Reporting Standard;
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006;
- American Petroleum Institute (API), Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry, 2009/2021;
- IPIECA/API, Estimating petroleum industry value chain (Scope 3) Greenhouse Gas Emissions - Overview of methodologies, 2016;
- WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative, Corporate Value Chain (Scope 3) accounting and reporting Standard;
- WBCSD/WRI GHG Protocol Initiative, Technical Guidance for calculating Scope 3 emissions (supplemento al Corporate Value Chain [Scope 3] accounting and reporting Standard);
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 4th IPCC Assessment Report Climate Change, 2007;
- IEA Emission Factors 2021;
- EU ETS Regolamento 2018/2066, Tabella dei parametri nazionali standard per l'anno 2023, aggiornata e pubblicata dal Ministero per la Transizione Ecologica;
- UK Government GHG Conversion Factors for Company Reporting, pubblicato dal DEFRA (Department for Environment, Food & Rural Affairs) per l'anno 2023.

Vengono inoltre applicati i protocolli e le procedure del Gruppo Eni sulle emissioni GHG. Per le emissioni Net GHG Lifecycle e gli indicatori Net Carbon Intensity, il riferimento è il documento "Metodologia per la valutazione delle emissioni GHG lungo le catene del valore dei prodotti Eni revisione 2020 - abstract".



**ENI SPA**

**RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE INDIPENDENTE  
SULL'INCARICO DI REASONABLE ASSURANCE DELLE  
EMISSIONI DI GHG DIRETTE (SCOPE 1) E INDIRETTE (SCOPE  
2) E SULL'INCARICO DI LIMITED ASSURANCE DELLE  
EMISSIONI GHG INDIRETTE (SCOPE 3), INDICATORI GHG  
LIFECYCLE, NET ZERO CARBON FOOTPRINT ENI E NET ZERO  
CARBON FOOTPRINT UPSTREAM (SCOPE 1 E 2) SU BASE  
EQUITY DI CUI ALLA DICHIARAZIONE DI ENI SULLA  
CONTABILIZZAZIONE E REPORTING DELLE EMISSIONI DI GAS  
SERRA – ANNO 2023**



**Relazione della società di revisione indipendente sull'incarico di "reasonable assurance" delle emissioni di GHG dirette (Scope 1) e indirette (Scope 2) e sull'incarico di "limited assurance" delle emissioni GHG indirette (Scope 3), indicatori di GHG Lifecycle, Net Zero Carbon Footprint Eni e Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) su base equity di cui alla "Dichiarazione sulla contabilizzazione e reporting delle emissioni di gas serra – Anno 2023" del Gruppo Eni**

Al Consiglio di Amministrazione della Eni SpA

Siamo stati incaricati di svolgere un incarico di *reasonable assurance* sulle emissioni dirette (Scope 1) e indirette (Scope 2) di gas serra (di seguito "GHG") e di *limited assurance* sulle emissioni indirette (Scope 3) di GHG, sugli indicatori di GHG Lifecycle, sul Net Zero Carbon Footprint Eni e sul Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) riportato su base equity presenti nella "Dichiarazione sulla contabilizzazione e reporting delle emissioni di gas serra – Anno 2023" della Eni SpA e sue controllate (di seguito "Gruppo" o Gruppo Eni) per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2023 (di seguito la "GHG Statement").

**Responsabilità degli Amministratori per il GHG Statement**

Gli Amministratori della Eni SpA sono responsabili per la redazione del GHG Statement, in conformità con i criteri applicabili, come indicato nell'Allegato "Riferimenti" del GHG Statement.

Gli Amministratori sono altresì responsabili per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione del GHG Statement che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono inoltre responsabili per la definizione dei target di performance relativi alle emissioni di GHG del Gruppo, nonché per l'identificazione degli *stakeholder* e degli aspetti significativi da rendicontare.

**Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità**

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'*International Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale.

**PricewaterhouseCoopers SpA**

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

[www.pwc.com/it](http://www.pwc.com/it)



La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, ha mantenuto un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

### **Responsabilità della società di revisione**

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità del GHG Statement con i criteri applicabili utilizzati, come indicato all'interno dell'Allegato "Riferimenti" del GHG Statement. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri indicati nel *International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information* (di seguito anche "ISAE 3000 Revised") e *International standard on Assurance Engagements 3410 – Assurance Engagements on greenhouse Gas Statement* (di seguito "ISAE 3410"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB)* per gli incarichi di *reasonable assurance* (emissioni di GHG Scope 1 e Scope 2) o *limited assurance* (emissioni di GHG Scope 3, indicatori di GHG Lifecycle, Net Zero Carbon Footprint Eni e Net Zero Carbon Footprint Upstream - Scope 1 e 2 - su base equity del Gruppo). Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza ragionevole o limitato che il GHG Statement non contenga errori significativi; inoltre, tale principio indica che una "quantificazione di GHG è soggetto ad un'incertezza intrinseca" per via della conoscenza scientifica incompleta utilizzata per determinare i fattori di emissione e i valori necessari per combinare le emissioni di diversi gas.

Un incarico di *reasonable assurance* prevede, in conformità con quanto previsto dall'ISAE 3000 Revised e dall'ISAE 3410 (svolto in riferimento alle emissioni di GHG Scope 1 e 2) la pianificazione di procedure volte all'acquisizione di evidenza della quantificazione delle emissioni e informazioni correlate presenti nel GHG Statement. La natura, le tempistiche e l'estensione delle procedure selezionate dipendono dal nostro giudizio professionale, e hanno compreso la valutazione dei rischi di errori significativi, dovuti a frode o errore, nel GHG Statement. Nello svolgimento di tale valutazione dei rischi, abbiamo ritenuto rilevanti alla redazione del GHG Statement del Gruppo Eni relativi controlli interni. L'incarico di *reasonable assurance* ha compreso anche colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione del GHG Statement, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte alla:

1. comprensione del processo e dei rischi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione dei dati e delle informazioni relative alle emissioni di GHG Scope 1 e 2 riportati nel GHG Statement. Al fine di valutare i suddetti rischi legati alle informazioni in oggetto, abbiamo svolto interviste e discussioni con il management del Gruppo;
2. conduzione di attività di test sui controlli per rispondere ad una serie di rischi identificati; in particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il management del Gruppo Eni volti a:
  - selezionare i controlli da valutare, concentrandosi sui controlli ritenuti rilevanti per l'ambito dell'attività di assurance;
  - valutare e considerare il rischio associato a ciascun controllo selezionato per le attività di test, al fine di determinare la natura, le tempistiche e l'estensione delle evidenze da acquisire circa l'efficacia operativa del controllo;
  - sulla base di quanto riportato sopra, valutare e acquisire evidenza dell'effettiva efficacia dei controlli selezionati per i test;
  - commentare e discutere qualsiasi deviazione e comprenderne la materialità;



3. conduzione di attività di test per rispondere a una serie di rischi identificati; in particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il management del Gruppo al fine di:
- comprendere i processi che sottendono alla preparazione, raccolta e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nel GHG Statement;
  - analizzare le informazioni oggetto di assurance per accuratezza matematica, coerenza e riferimenti incrociati con la documentazione pertinente acquisita;
  - commentare e discutere qualsiasi deviazione e comprenderne la materialità.

Riteniamo che le evidenze ottenute siano sufficienti ed appropriate per costituire la base delle nostre conclusioni.

Un incarico di *limited assurance* (svolto in relazione alle emissioni GHG di Scope 3, agli indicatori di GHG Lifecycle, al Net Zero Carbon Footprint Eni e al Net Zero carbon Footprint Upstream - Scope 1 e 2 - su base equity), intrapreso in conformità con ISAE 3000 Revised e ISAE 3410, prevede la valutazione dell'idoneità, nelle circostanze di utilizzo da parte del Gruppo Eni, dei criteri applicabili utilizzati, come indicato nell'Allegato "Riferimenti" del GHG Statement del Gruppo come base per la predisposizione dello Statement, valutando i rischi di errori significativi del GHG Statement dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, rispondendo ai rischi valutati come necessario nelle circostanze e valutando la presentazione complessiva della dichiarazione sui GHG. Un incarico di *limited assurance* comporta un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame di *reasonable assurance* in relazione sia alle procedure di valutazione del rischio, inclusa la comprensione del controllo interno, sia alle procedure eseguite in risposta ai rischi valutati.

Le procedure svolte si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso analisi, osservazioni dei processi e verifica di documenti, valutando l'idoneità dei metodi di quantificazione e politiche di reporting, e concordando o riconciliando con record sottesi.

In considerazione delle circostanze dell'incarico, nello svolgimento delle procedure sopra elencate abbiamo svolto le seguenti attività:

- a) comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione dei dati e delle informazioni relative alle emissioni di GHG Scope 3, agli indicatori di GHG Lifecycle del Gruppo, al Net Zero Carbon Footprint Eni e al Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) su base equity riportati nel GHG Statement;
- b) svolgimento di procedure di verifica limitata per accertare il corretto calcolo e aggregazione dei dati, tramite colloqui e discussioni con il management del Gruppo Eni e procedure limitate di acquisizione di documentazione a supporto.

Le procedure svolte in un incarico di *limited assurance* variano in natura e tempistiche, e comportano un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un incarico di *reasonable assurance* e, conseguentemente, il livello di sicurezza ottenuto dallo svolgimento di un incarico di *limited assurance* è significativamente inferiore rispetto a quello ottenuto dallo svolgimento di un incarico di *reasonable assurance*. Pertanto, non esprimiamo un giudizio di ragionevole sicurezza sul fatto che le emissioni di GHG Scope 3, gli indicatori di GHG Lifecycle, il Net Zero Carbon Footprint Eni e il Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) su base equity del Gruppo siano stati preparati, in tutti gli aspetti significativi, in conformità con i criteri applicati, come indicato nell'Allegato "Riferimenti" del GHG Statement, come base per la predisposizione della dichiarazione delle emissioni GHG.



### **Conclusioni**

A nostro giudizio le emissioni dirette (Scope 1) e indirette (Scope 2) del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 riportate nel GHG Statement sono state rendicontate, in tutti gli aspetti significativi, in conformità con i criteri applicabili, come indicato nell'Allegato "Riferimenti" del GHG Statement.

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che:

- le emissioni GHG indirette (Scope 3) del Gruppo Eni dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023,
- gli indicatori di GHG Lifecycle del Gruppo Eni dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023,
- gli indicatori Net Zero Carbon Footprint Eni e Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) su base equity del Gruppo Eni dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023,

riportati all'interno del GHG Statement non siano stati redatti in tutti gli aspetti significativi, in conformità con i criteri applicabili, come indicati nell'Allegato "Riferimenti" del GHG Statement.

### **Altri aspetti**

Abbiamo verificato che il Gruppo Eni possiede impianti soggetti all'Emission Trading Scheme dell'Unione Europea - EU ETS, le cui emissioni di GHG sono verificate e certificate da un ente di certificazione di terza parte secondo la normativa di riferimento. Abbiamo analizzato attentamente le attività svolte da tale ente di certificazione e abbiamo valutato la sufficienza e l'adeguatezza delle evidenze ottenute. Pertanto, non abbiamo ritenuto necessario svolgere ulteriori attività di assurance sulle emissioni di GHG certificate soggette allo schema EU ETS.

Milano, 15 maggio 2024

PricewaterhouseCoopers SpA

Firmato da

Paolo Bersani  
(Procuratore)

*La presente relazione è stata tradotta in italiano dalla versione originale in inglese. Non abbiamo svolto attività di controllo sulla traduzione del GHG Statement 2023.*

# Il reporting di sostenibilità di Eni

Attraverso il reporting di sostenibilità, Eni presenta il proprio ruolo nella transizione energetica, condividendo valori, strategie aziendali, obiettivi e risultati raggiunti fino ad oggi. Al fine di rispondere in modo completo e tempestivo alle esigenze informative dei propri stakeholder, sia in termini di diversificazione delle informazioni presentate che di livello di approfondimento, Eni ha sviluppato nel tempo un sistema articolato di reporting sulla sostenibilità, riconoscendo al tempo stesso l'importanza delle informazioni non finanziarie.



Il vostro feedback è importante per noi. Se avete commenti, suggerimenti o domande, potete scrivere alla email [sostenibilita@eni.com](mailto:sostenibilita@eni.com)

## IL REPORTING OBBLIGATORIO



La ► Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario 2023 (DNF), redatta in conformità con le richieste del D.Lgs. 254/2016 (che recepisce la Direttiva Europea 95/2014) e pubblicata nella Relazione Finanziaria Annuale 2023, fornisce un'informatica concisa e integrata sul modello di gestione, le politiche, i principali rischi e risultati legati alle tematiche di sostenibilità.

## IL REPORTING VOLONTARIO








► **Eni for 2023 - A Just Transition**, descrive, attraverso le tre leve del modello di business integrato, la creazione di valore di Eni nel lungo termine, sottoposto a ► **limited assurance** dalla società indipendente (PwC).  
 ► **Eni for 2023 - Performance di sostenibilità** fornisce una panoramica sugli indicatori di performance di sostenibilità su 5 anni e in cui è presente la ► **assurance reasonable** sulle emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 operate (no equity). I contenuti fondamentali e in forma sintetica sono disponibili nell' ► **Executive Summary**.

## ALTRI REPORT

Nei prossimi mesi, Eni pubblicherà anche Eni for Human Rights, documento che delinea la strategia volta a promuovere e rispettare i diritti umani, riportando le principali attività e indicatori di performance. Inoltre, ogni anno, Eni pubblica altri report di sostenibilità a livello locale e delle società controllate che saranno disponibili nel corso del 2024 su ► [eni.com](http://eni.com).

## I RICONOSCIMENTI RICEVUTI DA ENI NEL 2023

 <b>FTSE4Good:</b> Confermata nell'indice FTSE4Good Developed per il 17° anno consecutivo	 <b>World Benchmarking Alliance:</b> Eni si è collocata nel range di punteggio più alto del Gender Assessment 2023	 <b>CDP:</b> Confermata leadership disclosure su cambiamenti climatici (A-). Valutata B per Water Security, sopra la media del settore Oil&Gas (B-)	 <b>Equileap:</b> Inclusa nella Top 100 del Gender Equality Ranking 2023 di Equileap	 <b>Climate Action 100+:</b> Confermata tra le società più allineate al Net Zero Company Benchmark in termini di ambizione e completezza dei target GHG di lungo termine e trasparenza del processo di Capital Allocation. Valutato positivamente anche l'approccio alla Just Transition, incluso per la prima volta nei risultati del benchmark.
<b>ISS ESG:</b> Entrata in PRIME Investment Grade a settembre 2021	<b>WBCSD:</b> Inclusa per il 5° anno tra le 10 aziende più performanti per la sua reportistica di sostenibilità	<b>ECOVADIS:</b> Ottenuta la valutazione di 77/100, rientrando nel 99° percentile delle aziende con il più alto punteggio a livello globale	<b>IIGCC Net Zero Standard for Oil &amp; Gas:</b> Eni si è collocata seconda su 10 peers per numero di indicatori allineati	<b>WDI:</b> ricevuto il Value Chain Data Award 2023 per la completezza delle informazioni relative alla propria supply chain
<b>MSCI ESG Ratings:</b> confermata da MSCI nel rating ESG "A"	<b>Sustainalytics:</b> confermata in fascia Medium Risk	<b>ISS Quality Score:</b> confermati punteggi di eccellenza in ambito ESG	<b>Moody's ESG Solutions:</b> confermata "advanced", classificata 1° su 30 società europee Oil&Gas	<b>MIB® ESG:</b> confermata per la terza volta nell'indice
<b>Transition Pathway Initiative (TPI):</b> Eni confermata per il settimo anno consecutivo tra i leader del settore per disclosure climatica e allineamento all'obiettivo 1,5°C nel lungo termine	<b>The Oil&amp;Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0):</b> nel 2023 Eni ha ottenuto da UNEP il livello "Gold Standard" dell'iniziativa Oil&Gas Methane Partnership 2.0	<b>WBA Climate &amp; Energy Benchmark:</b> confermata tra le società O&G più allineate alle richieste del Climate & Energy Benchmark di WBA in termini di target, strategia di decarbonizzazione e approccio alla Just Transition	<b>CHRB:</b> Eni si è posizionata terza in assoluto nei settori estrattivo e dell'abbigliamento	<b>Carbon Tracker Initiative:</b> confermata prima tra i peer nel ranking delle Integrated Energy Company dallo studio di Absolute Impact 2023





## **Eni SpA**

### **Sede Legale**

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2022: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

### **Altre Sedi**

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

### **Contatti**

[eni.com](http://eni.com)

+39-0659821

800940924

[segreteria.societaria.azionisti@eni.com](mailto:segreteria.societaria.azionisti@eni.com)

### **Ufficio rapporti con gli investitori**

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: [investor.relations@eni.com](mailto:investor.relations@eni.com)

### **Layout, impaginazione e supervisione**

K-Change - Roma



## Eni for - Report di sostenibilità

