

8599 1/310

Allegato D  
Pag 24951**Eni**Relazione  
Finanziaria,  
Annuale  
2021

Roberto

C

RO



#### Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La presente Relazione sulla gestione include la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) in adempimento ai requisiti del Decreto Legislativo n. 254/2016 in materia di informazioni non finanziarie, relativa ai temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani e alla lotta alla corruzione. La rendicontazione di tali temi e gli indicatori illustrati sono definiti in conformità ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), su cui la DNF è sottoposta a limited assurance. Inoltre, sono state considerate le raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) e le metriche Core del World Economic Forum (WEF).

#### Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione integrata 2021 è redatta secondo proprie linee guida interne di reporting anche facendo riferimento ai principi contenuti nell'International Framework dell'IIRC, con l'obiettivo di fornire agli investitori e agli altri stakeholders una visione globale del modello di business, delle strategie industriali e in ambito Corporate Social Responsibility e delle performance economiche e di sostenibilità dell'azienda.

La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere.

#### Adempimenti ESEF (*European Single Electronic Format*)

Questo documento non è stato predisposto ai sensi del Regolamento Delegato UE 2019/815 (Regolamento ESEF), adottato in attuazione della Direttiva Transparency. Il documento redatto ai sensi del Regolamento ESEF è disponibile (solo in italiano) nell'apposita sezione del sito internet della Società ([www.eni.com](http://www.eni.com), sezione Documentazione) e sul meccanismo di stoccaggio centralizzato autorizzato da Consob denominato "1Info" – consultabile all'indirizzo [www.1info.it](http://www.1info.it)

#### Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, 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 quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

## Indice

<b>1. RELAZIONE SULLA GESTIONE</b>	<b>1</b>
Attività	2
Modello di business	4
Approccio responsabile e sostenibile	6
Lettera agli azionisti	8
Eni in sintesi	16
Attività di stakeholder engagement	20
Strategia	22
Risk Management Integrato	28
Governance	34
<b>Andamento operativo</b>	
Natural Resources	44
Exploration & Production	46
Global Gas & LNG Portfolio	72
Energy Evolution	76
Refining & Marketing e Chimica	78
Plenitude & Power	86
Attività ambientali	92
<b>Commento ai risultati e altre informazioni</b>	
Commento ai risultati economico-finanziari	96
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA	122
Fattori di rischio e incertezza	130
Evoluzione prevedibile della gestione	155
<b>Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF)</b>	<b>156</b>
Altre informazioni	208
Glossario	209
<b>2. BILANCIO CONSOLIDATO</b>	<b>212</b>
<b>3. BILANCIO DI ESERCIZIO</b>	<b>368</b>
<b>4. ALLEGATI</b>	<b>436</b>



*Stalwose*

*car*

*OK*



# 85991/313

## Attività



oltre  
**32.000**  
i nostri  
dipendenti



**69**  
i Paesi in cui  
siamo presenti

### ATTIVITÀ ENI NEL MONDO

**42**  
exploration  
& production

**24**  
global gas  
& lng portfolio

**40**  
refining & marketing  
e chimica

**11**  
plenitude  
& power

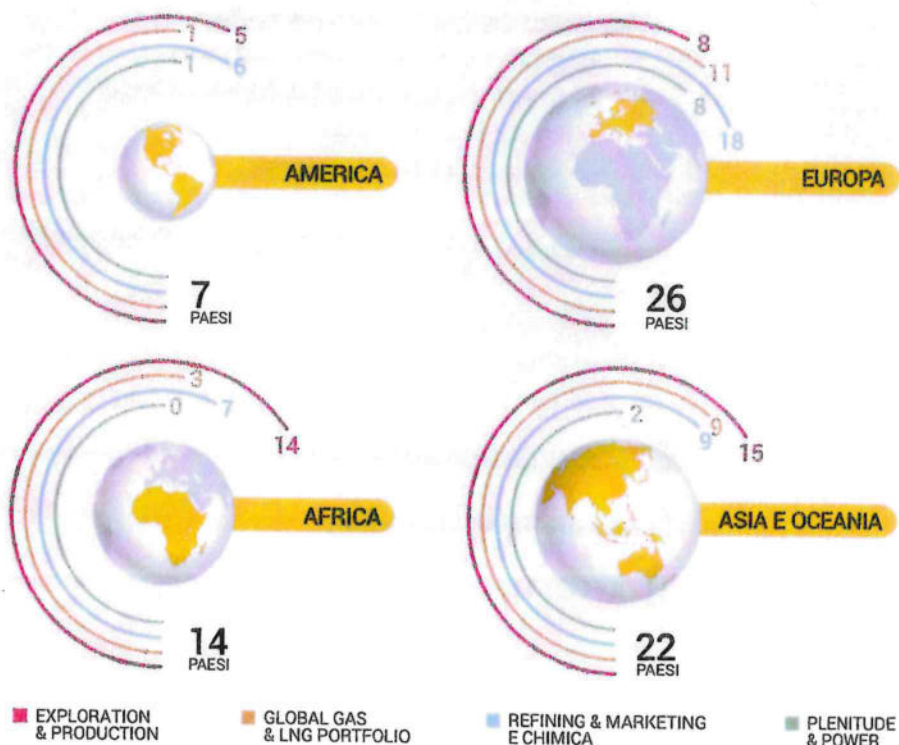
Eni è un'azienda globale dell'energia ad elevato contenuto tecnologico, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionali e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni estende il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e prodotti ai mercati locali e ai clienti retail e business, a cui offre anche servizi di efficienza energetica e mobilità sostenibile. Per assorbire le emissioni residue saranno implementate sia iniziative di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>, che di Natural Climate Solutions.

**Competenze consolidate, tecnologie e distribuzione geografica degli asset** sono le leve di Eni per rafforzare la sua presenza lungo la catena del valore.

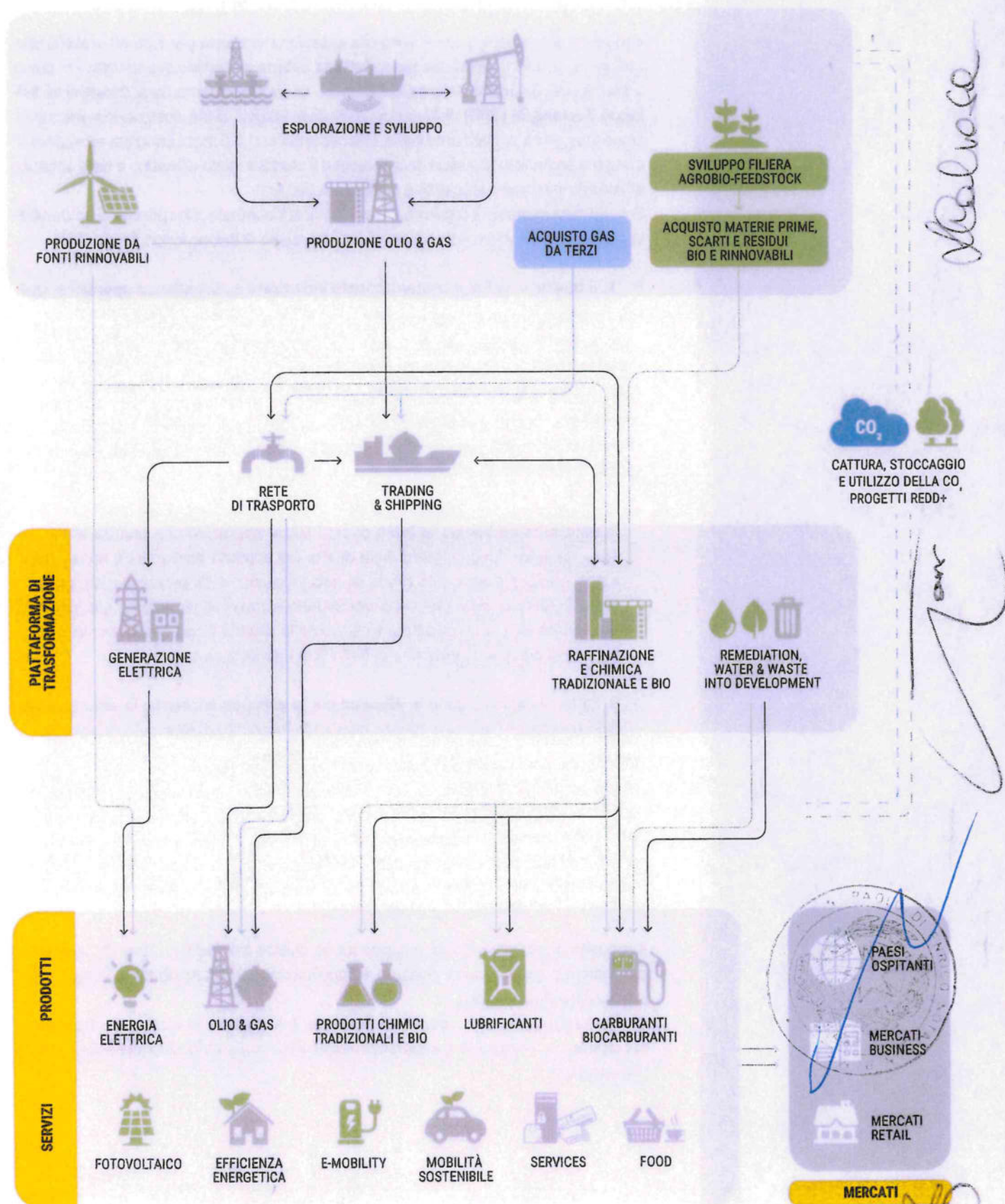
Eni si è impegnata a diventare una compagnia leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati, sempre più orientata al cliente. La decarbonizzazione sarà conseguita mediante l'implementazione e il rafforzamento di tecnologie e attività esistenti quali:

- ▶ **Efficienza e digitalizzazione** nelle operazioni e nei servizi ai clienti;
- ▶ **Rinnovabili** attraverso l'incremento della capacità e l'integrazione con il business retail;
- ▶ **Bioraffinerie** con un apporto crescente di materia prima proveniente da **rifiuti e scarti** e da una filiera integrata di produzione di agribio-feedstock non in competizione con la produzione alimentare;
- ▶ **Economia circolare** con un incremento della produzione di biometano, dell'uso di prodotti di scarto e del riciclo di prodotti finali;
- ▶ **Idrogeno blu e verde** per attività industriali altamente energivore e per la mobilità sostenibile;
- ▶ **Carbon capture** naturale o artificiale per assorbire le emissioni residue attraverso Natural Climate Solutions, tra cui **iniziative REDD+** di conservazione delle foreste e progetti di **CCS**.

Il **gas** costituirà un importante sostegno alle fonti intermittenti nell'ambito della transizione energetica.









8599 1/315

## Modello di business

Creazione di valore  
per tutti gli stakeholder



ECCELLENZA  
OPERATIVA



NEUTRALITÀ  
CARBONICA  
AL 2050



ALLEANZE  
PER LO  
SVILUPPO

Competenze,  
innovazione tecnologica  
e digitalizzazione

Il modello di business di Eni è volto alla **creazione di valore per tutti gli stakeholder**, attraverso una forte **presenza lungo tutta la catena del valore** dell'energia. Eni punta a contribuire, direttamente o indirettamente, al conseguimento degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG)** dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete ed economicamente sostenibili alle sfide di contrastare il cambiamento climatico e dare accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile, per tutti.

Eni combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, estendendo il proprio raggio di azione lungo tre direttrici:

- ▶ **1. Il business di Eni è costantemente indirizzato all'eccellenza operativa.** Questo si traduce in un impegno continuo per la valorizzazione delle persone, per la salvaguardia sia della salute e della sicurezza delle persone sia dell'asset integrity, per la tutela dell'ambiente, per l'integrità e il rispetto dei diritti umani, per la resilienza e la diversificazione delle attività e per garantire una solida disciplina finanziaria. Questi elementi consentono all'azienda di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel percorso di trasformazione.
- ▶ **2. Il modello di business di Eni prevede un percorso di decarbonizzazione verso la neutralità carbonica al 2050** basato su un approccio che guarda alle emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici e su un set di azioni che porteranno alla totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti entro il 2050. Questo percorso, conseguito attraverso tecnologie già esistenti, consentirà ad Eni di abbattere totalmente la propria impronta carbonica, sia in termini di emissioni nette che in termini di intensità carbonica netta.
- ▶ **3. La terza direttrice sono le Alleanze per lo sviluppo** attraverso la valorizzazione delle risorse dei Paesi di presenza, favorendo l'accesso all'elettricità e promuovendo Programmi per lo sviluppo locale (Local Development Programme - LDP) con un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità. Questo approccio distintivo, denominato "Dual Flag", è basato su collaborazioni con altri attori riconosciuti a livello internazionale al fine di individuare i bisogni delle comunità in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Eni è impegnata, inoltre, nella creazione di opportunità di lavoro e nel trasferimento del proprio know-how e le proprie competenze ai propri partner locali.

Il modello di business Eni si sviluppa lungo queste tre direttrici facendo leva sulle competenze interne, sullo sviluppo e l'applicazione di tecnologie innovative e sul processo di digitalizzazione.

Elemento fondante del modello di business è il sistema di Corporate Governance, ispirato ai principi di trasparenza e integrità, e approfondito nella Sezione di "Governance".



8599 1/316

5

## CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

Attraverso la presenza integrata in tutta la catena del valore dell'energia

**ECCELLENZA OPERATIVA**

Salute Sicurezza e Ambiente

Diritti Umani & Integrity

Resilienza e Diversificazione

Disciplina finanziaria

**TRASFORMAZIONE E FLESSIBILITÀ DEL PORTAFOGLIO**

**NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050**

Valutazione delle emissioni Scope 1, 2 e 3 generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti

Azioni concrete per la totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti

**OBIETTIVI INTERMEDI DI RIDUZIONE NETTA IN TERMINI ASSOLUTI E DI INTENSITÀ EMISSIVA**

**ALLEANZE PER LO SVILUPPO**

Approccio Dual Flag

Partnership pubblico-privato

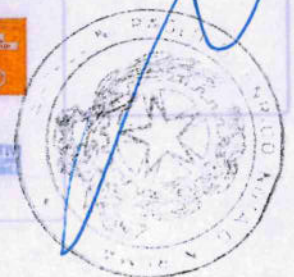
Creazione posti di lavoro e trasferimento di know-how

**PROGRAMMI DI SVILUPPO LOCALE IN LINEA CON L'AGENDA 2030 DELLE NAZIONI UNITE**

COMPETENZE



INNOVAZIONE TECNOLOGICA E DIGITALIZZAZIONE



*Handwritten signature*



8599 1/3/17

# Approccio responsabile e sostenibile

## IMPEGNI



**NEUTRALITÀ  
CARBONICA  
AL 2050**



**CONTRASTO AL  
CAMBIAMENTO  
CLIMATICO**

Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i prodotti e processi entro il 2050.

SDG: 7 9 12 13 15 17



**PERSONE**

Eni si impegna a sostenere il percorso di "Just Transition" attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione (professionale e non) delle proprie persone e riconoscendo i valori della diversità e l'inclusione di tutte le diversità.

SDG: 3 4 5 8 10



**SALUTE**

Eni considera la tutela della salute delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera un requisito fondamentale e ne promuove il benessere fisico, psicologico e sociale.

SDG: 2 3 6 8 17



**SICUREZZA**

Eni considera la sicurezza sul posto di lavoro un valore imprescindibile da condividere tra i dipendenti, i contrattisti e gli stakeholder locali e si impegna ad azzerare il verificarsi degli incidenti e a salvaguardare l'integrità degli asset.

SDG: 3 8



**ECCELLENZA  
OPERATIVA**



**RISPETTO PER  
L'AMBIENTE**

Eni promuove la gestione efficiente delle risorse naturali e la tutela delle aree protette e rilevanti per la biodiversità, con azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica e alla transizione verso un'economia circolare e identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione.

SDG: 3 6 9 11 12 14 15



**DIRITTI UMANI**

Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani (DU) nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto presso i propri partner e stakeholder. Tale impegno si fonda sulla dignità di ogni essere umano e sulla responsabilità delle imprese di contribuire al benessere degli individui e delle comunità locali.

SDG: 1 2 3 4 6 8 10 16 17



**FORNITORI**

Sviluppare la supply chain in chiave sostenibile, così da generare e trasferire valore a tutti gli stakeholder tramite il Programma di Sustainable Procurement.

SDG: 3 5 7 8 9 10 12 13 17



**TRASPARENZA,  
LOTTA ALLA  
CORRUZIONE E  
STRATEGIA FISCALE**

Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi.

SDG: 16 17



**ALLEANZE  
PER LO SVILUPPO**



**MODELLO DI  
COOPERAZIONE**

Il modello di cooperazione integrato nel modello di business costituisce un elemento distintivo di Eni, che mira a supportare i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo.

SDG: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17

**TEMI TRASVERSALI**



**INNOVAZIONE  
TECNOLOGICA**

Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business.

SDG: 7 9 12 13 17



La Mission esprime con chiarezza l'impegno di Eni nel voler giocare un ruolo determinante nel processo di "Just Transition" per raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette entro il 2050 in un'ottica di condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori, la catena di fornitura, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG).

## PRINCIPALI RISULTATI 2021

## PRINCIPALI TARGET

- ▶ -25% indice di intensità emissiva GHG UPS vs. 2014
- ▶ -31% volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo vs. 2014
- ▶ -92% emissioni fuggitive di metano UPS vs. 2014 (Target raggiunto)
- ▶ -26% Net Carbon Footprint UPS vs. 2018
- ▶ -10% Net GHG Lifecycle Emissions vs. 2018
- ▶ -2% Net Carbon intensity vs. 2018

- ▶ -43% indice di intensità emissiva GHG UPS nel 2025 vs. 2014
- ▶ Zero routine flaring nel 2025
- ▶ -80% emissioni fuggitive di metano UPS nel 2025 vs. 2014
- ▶ Net Zero Carbon Footprint UPS nel 2030 e Eni nel 2035
- ▶ Net Zero GHG Lifecycle Emissions e Carbon intensity nel 2050

- ▶ 31.888 dipendenti in servizio al 31 dicembre (reported +3,6% vs. 2020)
- ▶ +1,6 punti percentuali incremento popolazione femminile (26,2% nel 2021)
- ▶ ~1,04 mln di ore di formazione (-0,3% rispetto al 2020)
- ▶ 1.500 profili mappati

- ▶ Incremento di 3 punti percentuali vs. 2020 della popolazione femminile entro il 2030
- ▶ Incremento del tasso di sostituzione con target >1 al 2025
- ▶ Age diversity: +5 p.p. vs. 2021 della popolazione con età under 30 entro il 2025
- ▶ +20% ore di formazione al 2025 vs. 2021

- ▶ 379.481 servizi sanitari erogati
- ▶ 158.784 registrazioni ad iniziative di promozione della salute
- ▶ Siglati 11 accordi con le comunità locali, di cui 8 per la gestione della crisi sanitaria

- ▶ Iniziative digitali per il monitoraggio e miglioramento della salubrità degli ambienti di lavoro indoor
- ▶ Migliorare l'accesso al benessere e alla salute delle comunità
- ▶ Sviluppo di iniziative per la promozione dei corretti stili di vita rivolte ai dipendenti

- ▶ TRIR= 0,34; LTIF<sup>(a)</sup> = 0,23; FATALITY INDEX = 0
- ▶ 114 esercitazioni di emergenza reali effettuate con il coinvolgimento di personale e mezzi operativi
- ▶ Erogati oltre 60 corsi sulla sicurezza comportamentale (> di 15.000 ore)
- ▶ Process Safety: sensibilizzati >14.000 dipendenti e 10.000 contrattisti

- ▶ TRIR < 0,40; 0 infortuni mortali
- ▶ Estensione iniziative digitali in ambito sicurezza alle ditte contrattiste e digitalizzazione dei processi HSE
- ▶ Focus su sicurezza comportamentale e sul Fattore Umano

- ▶ 91% riutilizzo delle acque dolci
- ▶ +10% prelievi di acque dolci vs. 2020
- ▶ +19% rifiuti generati da attività produttive vs. 2020
- ▶ -35% barili sversati da oil spill vs. 2020
- ▶ Estensione della mappatura biodiversità agli impianti di energia rinnovabile

- ▶ Impegno a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico
- ▶ Riutilizzo dell'acqua dolce in linea con il trend degli ultimi 5 anni
- ▶ Acqua di produzione reiniettata in linea con il trend degli ultimi 5 anni al netto dell'assetto operativo
- ▶ Sviluppo di nuove tecnologie per il recupero dei rifiuti e implementazione su scala industriale

- ▶ 23.893 ore di formazione erogate nell'anno sui DU
- ▶ 100% della famiglia professionale procurement formata sui DU
- ▶ Inserite da maggio 2021 clausole rafforzate sui DU in tutti i contratti con i fornitori nella documentazione di gara e in tutti gli standard contrattuali
- ▶ Elaborazione e roll out Modello Due Diligence DU in materia di lavoro
- ▶ 98% dei contratti di security con clausole sui DU

- ▶ Completamento del programma triennale di formazione su business e DU
- ▶ Proseguire nello svolgimento di analisi specifiche sul 100% dei nuovi progetti valutati a rischio diritti umani, inclusi i progetti di agro-business
- ▶ Mantenere il 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali

- ▶ Adesione di 2.500 fornitori qualificati Eni a Open-es, in un percorso di crescita
- ▶ ~1.000 fornitori invitati a formazione e self assessment di cyber-security
- ▶ Applicazione di presidi di sostenibilità nei procedimenti di procurement da aprile
- ▶ Lancio del Basket Bond Energia sostenibile
- ▶ Requisiti di sostenibilità in procedimenti di procurement per ~ €2,5 mld

- ▶ Valutazione del percorso di sviluppo sostenibile per tutti i fornitori strategici di Eni entro il 2025

- ▶ 9 Paesi in cui Eni supporta i Multistakeholder Group EIT<sup>(a)</sup> a livello locale
- ▶ 20 audit interni svolti con verifiche anti-corruzione
- ▶ Superamento audit di sorveglianza ISO 37001:2016
- ▶ Realizzato il modulo in materia Anti-Corruzione e Anti-Riciclaggio del nuovo e-learning "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità d'Impresa"
- ▶ Aggiornamento MSG Anti-Corruzione

- ▶ Erogazione a tutti i dipendenti del nuovo corso "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità d'Impresa"
- ▶ Mantenimento della certificazione ISO 37001:2016
- ▶ Continuous improvement del Compliance Program Anti-Corruzione

- ▶ €105,3 mln di investimenti per lo sviluppo locale
- ▶ Accordi con organismi di cooperazione tra cui UNDP (United Nations Development Programme), AICS (Agenzia Italiana per la Cooperazione e lo Sviluppo) e organizzazioni della società civile

- ▶ Al 2025 assicurare l'accesso all'energia a ~290K persone; all'educazione a ~72K studenti; ai servizi idrici a ~95K persone; ad iniziative di diversificazione economica a ~17K<sup>(a)</sup> persone; ai servizi sanitari a ~296K persone

- ▶ €177 mln investiti in ricerca e sviluppo
- ▶ 30 nuove domande di primo deposito brevettuale di cui 11 sulle fonti rinnovabili

- ▶ Garantire che il 70% degli investimenti in ricerca e sviluppo siano impiegati su temi relativi alla decarbonizzazione

(a) I 17.000 beneficiari includono solo le persone formate e/o supportate per l'avvio o il rafforzamento di specifiche attività economiche, non i beneficiari per la costruzione di infrastrutture (strade, edifici civili, ecc.) o per le nuove attività di agro-business in corso di avvio. In alcuni casi i beneficiari non sono oggetto di formazione ma ricevono input, fondi o altro per avviare le attività economiche.



8599 1/319

## Lettera agli azionisti



Lucia Calvosa  
Presidente



Claudio Descalzi  
Amministratore Delegato

Cari Azionisti,

Eni segue con grande attenzione e profondo cordoglio i drammatici eventi del conflitto in Ucraina e partecipa al dolore delle popolazioni coinvolte. Dal 2014, anno in cui fu applicato il regime sanzionatorio internazionale contro la Russia, abbiamo attuato una politica di progressivo disimpegno dall'upstream del Paese e oggi la nostra presenza in Russia è marginale, limitata alla partecipazione nel gasdotto Blue Stream per l'esportazione di gas russo in Turchia, dalla quale abbiamo annunciato l'uscita. Nell'ambito di una crisi geopolitica di tale portata e di potenziali enormi "disruptions" nei mercati delle materie prime, stiamo lavorando assiduamente con le istituzioni e i nostri partner per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici all'Italia e ai nostri clienti diffusi nel mondo al fine di garantire il normale corso della vita civile e dell'economia. In questi mesi le forniture di gas internazionale, grazie anche al nostro diversificato portafoglio, sono avvenute con regolarità; ad ogni modo Eni si sta preparando a gestire possibili scenari estremi, facendo leva sulla flessibilità delle forniture di gas in portafoglio, sulla disponibilità di infrastrutture e di importanti volumi di GNL, sulle relazioni di lungo termine con gli Stati petroliferi prospicienti l'area del Mediterraneo.

Guardando ai risultati e a quanto avvenuto nel 2021, la nostra Società ha reagito con rapidità e determinazione alla profonda crisi sociale ed economica generata dal COVID-19, accelerando la trasformazione del proprio modello di business per diventare leader nella transizione energetica e perseguire la strategia di neutralità carbonica al 2050. Forte attenzione è stata posta alla salvaguardia della solidità patrimoniale e finanziaria attraverso la disciplina nella spesa e la ridefinizione delle priorità nell'allocazione delle risorse.

Con l'attenuazione dell'emergenza sanitaria, la vigorosa ripartenza macroeconomica del 2021, progressivamente estesa dall'Asia ai paesi occidentali, ha trainato la domanda oil&gas globale che è rimbalzata in modo sincrono in tutte le aree, creando tensioni dal lato di un'offerta poco reattiva a causa di anni di bassi investimenti nel settore upstream, riproponendo in tutta la sua criticità il tema della sicurezza energetica. In questo quadro, i prezzi degli idrocarburi hanno registrato una ripresa di ampie proporzioni con le quotazioni del gas naturale ai massimi storici e a valori quadruplicati rispetto al 2020, mentre il prezzo del Brent è aumentato del 70%. Grazie alla selettività nello spending, alla riduzione dei costi e alle ottimizzazioni del portafoglio, Eni è stata in grado di cogliere il rafforzamento dello scenario, riportando eccellenti risultati operativi e finanziari. Abbiamo consolidato un utile operativo adjusted di €9,7 miliardi e un utile netto adjusted di €4,3 miliardi. La forte generazione di cassa adjusted di €12,7 miliardi ha consentito di finanziare agevolmente i capex organici di €5,8 miliardi per il mantenimento delle produzioni e la crescita del business delle rinnovabili, liberando un free cash flow organico di €7,6 miliardi, in grado di coprire la manovra di portafoglio a sostegno del business della transizione (€2,1 miliardi), il pagamento dei dividendi e il ricorso al buy-back (in totale €2,8 miliardi), ritornati a livelli pre-pandemia, nonché di ridurre il debito netto a €9 miliardi e il rapporto di leva a 0,20 verso 0,31 a fine 2020.

Eni continuerà a focalizzarsi sulla disciplina finanziaria per contenere la cash neutrality attualmente a 40 \$ Brent per la copertura degli investimenti organici e del dividendo, puntando sulla tecnologia per accelerare la decarbonizzazione ed estrarre valore



dalla ristrutturazione del portafoglio con l'ormai prossima quotazione in borsa del business retail&renewables di Plenitude. Il portafoglio upstream rimane un'importante leva di creazione di valore per la transizione energetica, come dimostrano, da un lato, il successo della quotazione di Vår Energi presso la borsa norvegese, la più grande IPO di una società O&G da oltre un decennio, e, dall'altro, la prossima creazione insieme a BP di un veicolo strategico in Angola che combinerà le operazioni dei due partner.

L'offerta pubblica di azioni Plenitude, della quale manterremo il controllo, rappresenta uno dei passi strategici verso l'azzeramento delle emissioni GHG Scope 3 associate ai nostri clienti retail. Plenitude sarà strutturata come entità finanziariamente autonoma in modo da garantire una più efficiente struttura del capitale e farà leva su un modello di business unico, frutto della combinazione sinergica tra portafoglio clienti, rinnovabili e punti ricarica per veicoli elettrici per accelerare la crescita della capacità di generazione verde riducendone il profilo di rischio e aumentando la quota di mercato. La nuova realtà parte da una solida base di 10 milioni di clienti e oltre 2 GW di capacità rinnovabile installata e in costruzione.

Nel 2021 abbiamo realizzato rilevanti progressi nella decarbonizzazione grazie al nostro approccio pragmatico che consiste nell'affrontare il tema delle emissioni valorizzando le tecnologie, gli asset e le competenze esistenti per proporre soluzioni industriali ed economiche, applicabili da subito, investendo al contempo in tecnologie "break-through" in grado di cambiare il paradigma energetico nel lungo termine.

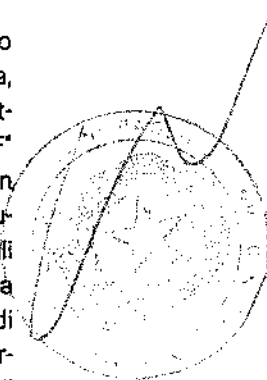
Insieme alla Commonwealth Fusion System, società spin-out del MIT di cui siamo il principale azionista, abbiamo raggiunto un traguardo straordinario con il test di confinamento del plasma nel processo di fusione magnetica, una tecnologia che potrebbe rappresentare un game changer nel percorso di decarbonizzazione essendo potenzialmente in grado di produrre enormi quantità di energia, in modo sicuro, virtualmente inesauribile e a zero emissioni. Il successo del test apre la strada al raggiungimento dell'energia netta in un impianto dimostrativo che puntiamo a realizzare entro il 2025.

Nel Regno Unito, il progetto integrato HyNet per il trasporto, la cattura e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub>, operato da un consorzio di aziende di cui Eni è capofila, è stato selezionato dal governo britannico tra le iniziative di decarbonizzazione di maggiore interesse ai fini dell'ottenimento dei finanziamenti pubblici, consentendo prevedibilmente l'avvio delle attività entro il 2025 ed aprendo l'opportunità di accedere a un modello di business a tariffa regolata.

Lo sviluppo dei biocarburanti è uno dei driver del percorso di transizione energetica di Eni fondato sull'economia circolare. Tale linea d'azione fa leva sulle nostre due bioraffinerie di Gela e Venezia, asset distintivi grazie alle tecnologie proprietarie d'avanguardia e ai costanti miglioramenti di prodotto e processo. Nel 2021 è stata avviata la produzione di carburanti sostenibili per l'aviazione "SAF" (sustainable aviation fuels) da materie prime "UCO" (oli usati e altri scarti) non in competizione con la catena alimentare, impiegando le tecnologie proprietarie della raffinazione tradizionale. La produzione di SAF vedrà una fase di ramp-up con circa 10 mila tonnellate/anno mediante co-feeding degli impianti a carica petrolifera con UCO, fino alla partenza nel 2024 del progetto Eni Biojet presso la bioraffineria di Gela che consentirà l'immissione sul mercato di ulteriori 150 mila tonnellate/anno di SAF provenienti al 100% da materie prime bio, in grado di soddisfare il potenziale obbligo del mercato italiano per il 2025. Confermiamo l'impegno a rendere i nostri biocarburanti palm-free entro il 2023, grazie alle nostre continue innovazioni di processo e l'entrata in esercizio presso Gela dell'unità BTU in grado di ampliare in misura significativa la flessibilità di lavorazione dei feedstock, tanto che nel 2021 l'incidenza dell'olio di palma si è ridotta di un terzo.

Balnote

sur



20



8599 1/32A

In Africa, stiamo attuando in collaborazione con i governi di Angola, Benin, Congo, Costa d'Avorio, Mozambico, Kenya e Ruanda, progetti per la realizzazione di filiere di agribusiness per colture a ridotto impatto ambientale da utilizzare come feedstock per le nostre bioraffinerie, promuovendo l'economia circolare attraverso il recupero e la valorizzazione di aree marginali non in competizione con la catena alimentare e la creazione di opportunità occupazionali e di sviluppo locale. Questi progetti saranno sostenuti dalla ricerca di Eni che, in collaborazione con un partner di lunga esperienza come Bonifiche Ferraresi, fornirà il supporto agronomico per la sperimentazione e lo sviluppo delle coltivazioni più idonee.

La sostenibilità dell'azione industriale si coniuga con quella finanziaria. Nel 2021 abbiamo adottato, primi a livello mondiale nel settore energetico, un set di linee guida in materia di raccolta sostenibile sul mercato dei capitali (Sustainability-Linked Financing Framework), in base al quale nei futuri contratti di finanziamento e di strumenti derivati sarà previsto, ove possibile, un meccanismo premiante in funzione del raggiungimento di uno o più target di decarbonizzazione. In applicazione di tale framework, nel maggio 2021 abbiamo emesso il primo sustainability-linked bond del nostro settore, del valore di un miliardo di euro a un costo molto competitivo legato al conseguimento di obiettivi di Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) e di capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il successo dell'operazione testimonia la credibilità dei nostri target emissivi e la capacità di creare valore attraverso la transizione energetica.

I progressi della nostra strategia di decarbonizzazione e l'eccellenza delle performance di sostenibilità sono riconosciuti e apprezzati dai mercati finanziari e dagli investitori ESG. Siamo stati inclusi tra le prime dieci società nel nuovo indice MIB ESG di Euronext e siamo stati confermati leader nei principali ratings ESG e indici specialistici (MSCI, Sustainalytics, V.E, FTSE4Good Developed Index, World Benchmark Alliance), ottenendo il Prime Status dal rating ISS ESG. Risultati di eccellenza sono stati conseguiti anche negli indici con focus clima (Climate Action 100+ Net Zero Benchmark, Carbon Tracker, Transition Pathway Initiative). Eni è stata inclusa per la prima volta nel Gender-Equality Index (GEI) di Bloomberg, un indice ponderato sulla capitalizzazione di mercato che monitora le performance delle società quotate impegnate nella trasparenza nella rendicontazione dei dati di genere. L'indice, che include 418 aziende in 45 paesi e regioni, misura l'uguaglianza di genere basandosi su cinque pilastri: leadership femminile e sviluppo di talenti, parità di salario e parità di retribuzione di genere, cultura inclusiva, politiche contro le molestie sessuali, e brand a favore delle donne.

Gli eccellenti risultati 2021 di Eni sono stati trainati dalla robusta performance della E&P che ha realizzato un EBIT di €9,3 miliardi, pari a sei volte quello del 2020, con una produzione di 1,68 milioni di boe/g in linea con i piani.

L'esplorazione per Eni si conferma driver di crescita e di creazione di valore. Nel 2021 abbiamo scoperto 700 milioni di boe di nuove risorse al costo competitivo di \$1,3/boe. Il principale successo dell'anno è stato quello della scoperta del giant Baleine nell'offshore profondo della Costa d'Avorio, con un potenziale minerario di oltre 2 miliardi di barili di olio in posto e circa 2,4 trilioni di piedi cubi (TCF) di gas associato che sarà sviluppato in modalità "fast-track" e per fasi e sarà il primo progetto del continente africano realizzato con zero emissioni nette (scope 1 e 2). L'importanza della scoperta apre eventuali opportunità di monetizzazione anticipata attraverso l'applicazione del dual-exploration model. L'esplorazione in aree prossime a infrastrutture in produzione (ILX – Infrastructure Led Exploration) ha continuato a generare ritorni eccellenti in particolare in Angola nel Blocco 15/06 con una sequenza di scoperte satelliti, nel 2021 quelle di Cabaca N e Cuica, in grado di mantenere il plateau della FPSO N'Goma che opera l'area, allungandone la vita utile e i cash flow. Altre importanti scoperte di prossimità sono state quelle di Sayulita nel Blocco 10 offshore del Messico, che incrementa le prospettive di commercialità dell'area, di Eban nel blocco CTP 4 offshore del Ghana in prossimità dell'hub produttivo Sankofa e l'appraisal di Maha nell'offshore indonesiano.



La nostra fase di sviluppo genera valore grazie all'integrazione con la fase esplorativa per massimizzare le sinergie con gli asset esistenti, la parallelizzazione delle attività e l'approccio fast-track che prevede l'avvio in early production e il successivo ramp-up per ridurre l'esposizione finanziaria. Con questo modello svilupperemo in modalità "fast track", il Baleine con avvio atteso nel 2023, mentre nel 2021 abbiamo conseguito gli start-up delle scoperte Cabaca N/Cuica in Angola, di Merakes in Indonesia, Berkine in Algeria e di Mahani in EAU.

I rilevanti progressi di Eni nella riduzione del time-to-market delle riserve sono testimoniati dall'avanzamento del nostro progetto "flagship" Coral South, approvato nel 2017 a soli trentasei mesi dalla finalizzazione della campagna esplorativa e prossimo ormai al completamento con il varo dell'unità FLNG (Floating Liquefied Natural Gas), il primo impianto GNL galleggiante, la cui costruzione avviata nel 2018 ha rispettato i budget tempi/costi, nonostante la pandemia. La FLNG ha raggiunto il bacino di Rovuma, al largo del Mozambico, dove sarà allacciata ai pozzi produttivi sottomarini nella seconda metà del 2022 per il first gas. Il progetto genererà introiti significativi per il Paese, e creerà più di 800 nuovi posti di lavoro durante il periodo operativo.

Intendiamo estrarre valore dal nostro portafoglio upstream attraverso la costituzione con partner selezionati di veicoli societari autonomi, aventi valenza strategica in grado di crescere e generare ritorni per gli azionisti. Vår Energi la JV costituita nel 2018 tra Eni e il fondo PE HitecVision, la più grande compagnia indipendente del settore E&P della Norvegia, testimonia la validità e la robustezza del nostro modello. La JV è cresciuta di circa il 30% dal 2018 a oggi, producendo attualmente 245 mila barili equivalenti e distribuendo un flusso stabile di dividendi agli azionisti. Con la quotazione presso la borsa di Oslo nel febbraio 2022 abbiamo monetizzato una parte di tale valore inespresso. Sul modello Vår Energi, stiamo lavorando con BP per combinare i rispettivi portafogli upstream in Angola, creando un top player nel Paese.

Anche il settore Global Gas/LNG portfolio "GGP" ha registrato un anno record con un EBIT di quasi €600 milioni, sullo sfondo di uno scenario molto complesso caratterizzato da un'offerta corta di gas a livello globale che ha innescato aumenti senza precedenti delle quotazioni spot agli hub continentali, ma con dinamiche avverse come evidenzia il rovesciamento degli spread tra il prezzo del gas Italia rispetto ai prezzi europei. In un contesto di estrema volatilità, il settore ha fatto leva sulle flessibilità del portafoglio e le rinegoziazioni contrattuali che hanno sostenuto l'eccellente performance del 2021. L'operazione per la creazione di una JV con un partner strategico come Snam per la gestione delle dorsali di approvvigionamento dall'Algeria si inquadra nella nostra strategia volta a estrarre valore dal portafoglio di asset liberando risorse per la transizione energetica.

R&M ha affrontato uno dei più sfidanti scenari di raffinazione della storia con margini negativi per tutto l'anno a causa del ritardo nella ripresa post-COVID di segmenti chiave quali il jet fuel e del significativo aumento degli oneri per CO<sub>2</sub>. La buona performance del marketing e le azioni di ottimizzazione dell'assetto impiantistico hanno consentito di assorbire quasi completamente lo scenario negativo. Grazie all'acquisizione dell'operatore italiano FRI-EL siamo entrati nel settore delle bioenergie e prevediamo attraverso la riconversione degli asset acquisiti la produzione di biometano.

La Chimica, con Versalis, ha ottenuto una solida performance con un EBIT di circa €200 milioni, rispetto a una perdita di pari ammontare nel 2020, grazie all'incremento del tasso di utilizzo degli impianti che ha garantito maggiori disponibilità di prodotto in una fase di forte ripresa del ciclo petrolchimico con periodi di tensione sul lato dell'offerta e margini delle commodity molto sostenuti. Abbiamo continuato nella strategia di riposizionamento del mix produttivo per ridurre il peso della petrolchimica oil-linked, aumentando l'esposizione ai segmenti delle specialties e della chimica verde. In tale ambito abbiamo acquisito il controllo di Finproject, che consolida la nostra posizione nel settore delle applicazioni di polimeri formulati a elevate prestazioni e del compounding, meno soggetti alle oscillazioni delle commodity, e abbiamo rilevato la tecnologia e gli impianti di Ecoplastic, società specializzata nella filiera del recupero delle plastiche usate, con l'obiettivo di accele-

Salvatore

am

ad



85981/323

rare la crescita del riciclo meccanico avanzato e di ampliare la gamma di polimeri da riciclo Versalis Revive®. Nel 2022 sarà avviata la ristrutturazione del sito di Porto Marghera, che prevede la riconversione in hub per la produzione di plastiche ottenute totalmente da materia prima da riciclo. Le tecnologie proprietarie svolgeranno un ruolo fondamentale nell'accelerare la riconversione "green" di Versalis riducendo la dipendenza dal feedstock petrolifero; tra queste puntiamo sul riciclo chimico delle plastiche non riutilizzabili (tecnologia HOOP), sulla valorizzazione delle biomasse forestali per la produzione di bioetanolo e biogas (tecnologia PROESA) in collaborazione con partner qualificati come Saipem e BTS Biogas.

Il segmento Retail&Renewable gestito da Plenitude ha conseguito risultati molto solidi con un Ebitda di €0,6 miliardi (+25% vs 2020), una base clienti superiore a 10 milioni di PdF (+4% vs 31.12.2020) e una capacità di generazione rinnovabile installata/in costruzione di oltre 2 GW, ampiamente superiore alle previsioni iniziali per il 2021, grazie a una serie di mirate acquisizioni di impianti eolici/FV in esercizio/costruzione in Spagna, Francia e Italia, sinergici alla presenza commerciale, all'espansione negli USA e per linee interne. Il portafoglio di progetti acquisiti e la partecipazione a tutte e tre le fasi A/B/C del progetto eolico offshore Dogger Bank nel Mare del Nord ci consentono di rivedere al rialzo i nostri target di capacità installata al 2025. L'offerta di Plenitude è stata arricchita con l'ingresso nel segmento dei punti di ricarica per veicoli elettrici rilevando l'operatore BeCharge che svilupperà una rete di circa 30 mila punti di ricarica al 2025. La partnership tra Eni, BeCharge ed Enel X per l'interoperabilità delle rispettive reti di ricarica, renderà ancora più solida la nostra strategia di mobilità sostenibile, dando a tutti i clienti la possibilità di accedere al servizio in modo semplice ed economico, ivi compresi i clienti delle stazioni di rifornimento "eni Live Stations", presso le quali installeremo entro il 2050 circa 1.000 punti di ricarica in modalità veloce/ultraveloce per renderli sempre più dei "mobility point".

#### Strategia e piano operativo 2022-2025

Nel prossimo quadriennio prevediamo un prezzo del Brent sostenuto dalle dinamiche correnti di mercato, con una domanda in ripresa che dovrebbe recuperare i livelli pre-pandemia entro il 2022 e un'offerta limitata dalle problematiche produttive e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere internazionali. La previsione è di 80 \$/bbl nel 2022, 75 \$ nel 2023 per poi stabilizzarsi a 70 \$/barile. Nel lungo termine, la quotazione del greggio è prevista crescere in linea con l'inflazione fino al 2035, per poi declinare in relazione alla progressione della transizione energetica. Tale scenario è oggetto di continuo monitoraggio alla luce dell'imprevedibile evoluzione della crisi tra Russia e Ucraina.

Per il prossimo quadriennio abbiamo varato una manovra di investimenti da €28 miliardi (in media circa €7 miliardi/anno) che sarà attuata secondo i nostri parametri di disciplina finanziaria e operativa, e cioè nel rispetto di soglie minime di redditività, garantendo la coerenza dei profili emissivi con gli obiettivi di decarbonizzazione di lungo termine e la copertura integrale mediante il flusso di cassa operativo. Il free cash flow organico e i proventi del piano di dismissioni, in particolare le operazioni di collocamento in borsa di Plenitude e di Vår Energi, ci consentiranno di mantenere una solida struttura patrimoniale e di garantire competitivi ritorni ai nostri azionisti.

I nostri processi di capital allocation fanno un ulteriore passo in avanti nella direzione degli obiettivi di Parigi con una quota del 25% della manovra capex, rispetto al 20% del piano precedente, diretta al potenziamento della capacità di generazione rinnovabile, alla crescita dell'economia circolare dei biocarburanti e della chimica verde, allo "scaling up" di nuove soluzioni energetiche e servizi e agli interventi di efficienza energetica e decarbonizzazione degli asset legacy.

Confermiamo il ruolo delle nostre due Direzioni Generali nell'attuare percorsi distinti ma sinergici di esecuzione della strategia Eni di net zero emission al 2050: Natural Resources impegnata a massimizzare il valore e decarbonizzare gli asset O&G; Energy Evolution volta a sviluppare i nuovi business di rinnovabili ed economia circolare, e ad attuare la trasformazione industriale degli asset legacy.



85801/324

13

Prevediamo di anticipare il raggiungimento dei target emissivi di Gruppo definendo entro il 2030 la riduzione del 35% delle emissioni Scope 1+2+3, rispetto al 25% del precedente piano strategico, e dell'80% al 2040 (rispetto al 65%).

Il raggiungimento del target Net Zero emission Scope 1 e 2 di Gruppo è stato anticipato di 5 anni al 2035 (rispetto al precedente 2040) prevedendo il target intermedio di riduzione del 40% vs. 2018 al 2025.

Nell'ambito di tali linee guida, Il settore E&P sarà gestito per massimizzare il flusso di cassa operativo nel rispetto della disciplina finanziaria, per generare le risorse necessarie a finanziare la crescita dei business della transizione e a remunerare gli azionisti, sviluppando al contempo progetti di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> e iniziative in ambito Natural Climate Solutions per accelerare il conseguimento dell'obiettivo net zero per gli ambiti emissivi 1 e 2 del business.

L'esplorazione è un driver strategico del percorso di decarbonizzazione di Eni, nel duplice ruolo di garanzia del rimpiazzo delle riserve prodotte per assicurare gli approvvigionamenti energetici di cui la società ha bisogno durante la transizione e di allineamento del nostro portafoglio di risorse agli obiettivi di mix produttivo e di profili emissivi di medio-lungo termine coerenti con il nostro target di net zero al 2050. Le iniziative saranno molto selettive per rispettare i vincoli di capital discipline con uno spending medio annuo di circa €0,4 miliardi destinati per il 90% a iniziative near field a rapidi ritorni economici, il restante 10% a selezionati temi high risk/high reward con elevata quota di operatorship da monetizzare in caso di successi significativi attraverso il nostro dual exploration model.

Alle attività di sviluppo saranno allocati circa €4 mld/anno. È inoltre previsto l'aumento delle produzioni del 3% l'anno nel piano fino a 1,89 milioni di boe/g al 2025 grazie al contributo degli avvisi e del ramp-up del quadriennio, che insieme all'esplorazione di prossimità assicureranno circa 800 mila boe/d di nuove produzioni, e grazie agli interventi di ottimizzazione per allungare la vita utile dei campi e contrastare il declino naturale. Nel 2022 è previsto il rilevante start-up di Coral South LNG in Mozambico, nel 2023 quello di Baleine in Costa d'Avorio e del progetto LNG in Congo. Continua il piano di decarbonizzazione dell'upstream che raggiungerà entro il 2025 il 65% del target di zero emissioni nette (Scope 1 e 2) calcolate sulle produzioni equity, fissato per il 2030, confermando il target di riduzione dell'intensità emissiva della produzione operata del 43% rispetto al 2014 grazie agli interventi programmati di efficienza energetica, l'azzeramento del gas flaring di routine al 2025 e le ottimizzazioni delle operations. L'altra linea d'azione è l'offset delle emissioni mediante iniziative in ambito Natural Climate Solutions, i cui crediti di carbonio sono certificati da primarie società di audit. In base alle previsioni di contrattualizzazione delle iniziative in corso, stimiamo una progressiva crescita della generazione di crediti emissivi con una disponibilità di circa 11 milioni di tonnellate al 2025.

I progetti di cattura della CO<sub>2</sub> vedranno l'avvio nel 2025 del cluster HyNet nella baia di Liverpool in UK, la realizzazione della fase dimostrativa dell'hub di Ravenna nel 2023 e le valutazioni/studi di fattibilità di altri hub di stoccaggio.

In sinergia con la nostra bioraffinazione, svilupperemo su scala industriale l'agribusiness in paesi africani nostri partner per la produzione di raccolti da utilizzare come feedstock per l'HVO nel rispetto dei più elevati standard di sostenibilità. Kenya e Congo sono i paesi in fase di start up con l'avvio dei progetti pilota a inizio 2022 e successive estensioni delle coltivazioni fino a una produzione nel 2025 di oltre 170 mila tonnellate.

GGP, la cui asset base sarà semplificata grazie al parziale disinvestimento dalle società che gestiscono le dorsali di approvvigionamento dall'Algeria, farà leva su un portafoglio derischiato rispetto all'esposizione allo spread TTF vs PSV (mercati nord Europa vs Italia) grazie alle rinegoziazioni

Balocco

am

Eni

Eni

del 2021 e alle competenze di trading, generando Ebit stabili e sostenuti e un robusto cash flow. L'altro driver di creazione di valore sarà l'espansione nel mercato GNL che farà leva sulle maggiori disponibilità equity (in Indonesia con il progetto Merakes e in Nigeria con l'avvio di nuova capacità a Bonny) e sulla massimizzazione del tasso di utilizzo dell'impianto equity di Damietta, con l'obiettivo di più di 15 MTPA di volumi di GNL contrattualizzati.

Plenitude, in virtù della propria autonomia finanziaria ed operativa, sarà uno dei driver del percorso di decarbonizzazione del Gruppo, raggiungendo già al 2040 il target net zero per le emissioni associate ai clienti grazie alla fornitura di gas e power provenienti al 100% da fonti rinnovabili, bio o carbon neutral (idrogeno) e ricorrendo all'offset delle emissioni residue con certificati verdi. Il piano prevede entro il 2025 oltre 11 milioni di punti di fornitura rispetto ai 10 milioni correnti, un incremento di 3 volte la capacità installata a oltre 6 GW rispetto al 2022 e l'espansione della rete di punti di ricarica di EV a circa 30.000 unità al 2025. Volano di questo sviluppo sarà l'integrazione tra la produzione di energia elettrica rinnovabile e i clienti retail, in particolare nei paesi di copresenza, che consentirà di massimizzare le sinergie con un'offerta sempre competitiva e progressivamente più "green".

Il settore R&M ha tracciato un piano di forte sviluppo della bioraffinazione, di efficientamento/ottimizzazione degli asset tradizionali e di evoluzione della rete verso il modello di mobilità sostenibile. È previsto che la capacità di bioraffinazione raggiunga 2 milioni di tonnellate al 2025 grazie alla conversione con altri partner di una raffineria tradizionale extra-Europa e il potenziamento di Venezia. Altro driver di valore sarà il piano di conversione degli impianti acquisiti di produzione di energia elettrica da bioenergia in biometano con l'obiettivo di immettere in rete 200 milioni di metri cubi al 2025.

Il progetto di mobilità sostenibile ridisegnerà le nostre stazioni di servizio trasformandole in hub di mobilità, affiancando ai carburanti tradizionali l'offerta per i veicoli a zero emissioni: colonnine di ricarica, carburanti innovativi idrogeno, gnl bio, HVO 100% e servizi di sostituzione delle batterie delle city car elettriche. La stazione di servizio diventerà un centro multiservice in grado di rispondere alle esigenze dei clienti facendo leva sulle partnership con qualificati operatori (e-commerce, food&beverage, parking, rent-a-car, merchandise, carte).

Versalis proseguirà nella strategia di trasformazione per diventare un'azienda chimica leader, differenziata e sostenibile, utilizzando le tecnologie proprietarie quali leve di riconversione e di crescita. La base impiantistica tradizionale sarà ottimizzata e resa più efficiente; l'hub di Porto Marghera sarà riquilibrato in un polo di produzione di plastiche da riciclo meccanico grazie anche all'integrazione di Ecoplastic, nonché in un incubatore di nuovi business con la realizzazione dell'impianto IPA a idrogeno. La specializzazione del portafoglio ci consentirà di beneficiare della forte crescita attesa nei segmenti funzionali alla transizione energetica (elastomeri premium per gli EV, gradi di polietilene per il fotovoltaico) e sarà potenziata dal solido posizionamento nel compounding, grazie all'integrazione di Finproject che abbiamo completamente acquisito lo scorso anno.

Le tecnologie Eni svolgeranno un ruolo fondamentale a sostegno del percorso di decarbonizzazione e della crescita dei business contribuendo a creare nuovi mercati aggregevoli. Una delle principali linee d'azione sarà quella dello sviluppo della tecnologia della fusione a confinamento magnetico dopo gli ottimi risultati del 2021, con l'obiettivo al 2025 di mettere in esercizio SPARC, il primo impianto al mondo per la fusione che dimostrerà la produzione netta di energia, in grado di aprire la strada alla successiva fase commerciale prevista agli inizi degli anni 30. Le altre linee d'azione riguardano l'economia circolare con l'avvio dell'impianto HOOP per il riciclo chimico delle plastiche altrimenti non riutilizzabili, la conversione della frazione umida dei rifiuti urbani in prodotti energetici (waste-to-fuels/chemicals/hydrogen), l'applicazione della tecnologia proprietaria PROESA per la valorizzazione delle biomasse forestali attraverso la conversione in bioetanolo o biogas e le nuove tecnologie rinnovabili, quali lo sfruttamento del moto ondoso delle maree (ISWEC), la cattura della CO<sub>2</sub> tramite biofissazione algale (mineralizzazione) e i potenziali sviluppi



nella produzione di energia termoelettrica con cattura intrinseca della CO<sub>2</sub>. Il piano R&D prevede un impegno di spesa di circa €1 mld nel quadriennio.

Nel complesso, il piano d'azione 2022-2025 proietta un Gruppo con fondamentali robusti e una redditività in crescita, grazie alla strategia di trasformazione adottata in risposta al downturn che, da un lato, ha aumentato la resilienza dei business tradizionali e la loro capacità di generare cassa, e, dall'altro, ha posto le basi per una fase di forte sviluppo dei business della transizione che fa perno sull'integrazione di tecnologie, su nuovi modelli di business e sulla stretta collaborazione con i nostri stakeholders.

La platea dei nostri stakeholder beneficerà dell'azione industriale sempre più sostenibile di Eni grazie alla progressiva riduzione delle emissioni, all'attenzione al local content, al rispetto dei diritti umani nella catena di fornitura, alla qualità dei nostri prodotti/servizi e ai continui programmi di sviluppo delle nostre persone fondati sulla valorizzazione del contributo di ciascuno e sulla motivazione.

I risultati attesi nel prossimo quadriennio renderanno ancora più solida la nostra strategia di carbon neutrality al 2050 grazie alla crescente visibilità dei target intermedi e delle tappe di avvicinamento. La disciplina finanziaria e la selettività nello spending, il controllo dei costi e le iniziative di espansione dei margini ci consentiranno di contenere ulteriormente la cash neutrality e di produrre importanti avanzi di cassa operativa alle nostre conservative assunzioni di scenario Brent, che saranno utilizzati per accelerare la crescita dei business green, mantenere solidi indici patrimoniali e garantire competitivi ritorni agli azionisti.

In considerazione della portata e della complessità degli eventi relativi alla crisi tra Russia e Ucraina, nell'immediato il tema della sicurezza energetica e della stabilità degli approvvigionamenti rappresenta un fattore cruciale nella definizione delle strategie e dei piani operativi nel prossimo futuro.

A conclusione di un biennio caratterizzato, prima, da una crisi globale, poi, da una forte ripresa macroeconomica, in un contesto sempre sfidante e incerto, Eni emerge più forte e resistente, in grado di giocare un ruolo di leader nel processo di transizione dell'economia, e di tutto questo rendiamo merito alle donne e agli uomini di Eni che, mai come in questo periodo, hanno dimostrato spirito di gruppo, flessibilità, tenacia e capacità di interpretare al meglio la nostra missione. A tutti loro va il nostro più sentito ringraziamento.

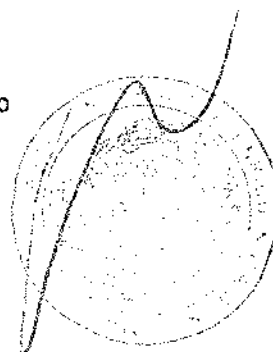
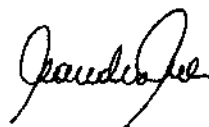
Roma, 17 marzo 2022

Per il Consiglio di Amministrazione

**Lucia Calvosa**  
La Presidente



**Claudio Descalzi**  
L'Amministratore Delegato



85991 / 324

## Eni in sintesi

"Nel corso del 2021 abbiamo raggiunto risultati eccellenti e accelerato la nostra strategia di trasformazione che fa leva sull'integrazione di tecnologie, nuovi modelli di business e stretta collaborazione con i nostri stakeholders. La rigorosa disciplina finanziaria e la riduzione dei costi messe in campo in seguito alla crisi pandemica ci hanno consentito di cogliere al meglio la forte ripresa economica del 2021. L'Upstream continua da un lato a fornirci le risorse per alimentare la nostra strategia di decarbonizzazione, mentre i business legati alla transizione, come quelli raccolti nella nuova società Plenitude, offrono dall'altro lato il loro importante contributo. In questo modo abbiamo consolidato un EBIT di €9,7 mld e un utile netto adjusted di €4,3 mld. La forte generazione di cassa, che ha beneficiato anche della selettività nelle scelte di spesa, ha reso disponibili €7,6 mld di free cash flow organico, in grado di accelerare la crescita dei business green e di coprire dividendi e buy-back già ritornati a livelli pre-pandemia, e ridurre il rapporto d'indebitamento al 20%, rispetto al 31% dello scorso anno. Continua inoltre la trasformazione del portafoglio per estrarre valore dai nostri business, ottimizzare il costo del capitale e massimizzare la crescita [...]"

Claudio Descalzi CEO Eni

Nel 2021 Eni ha conseguito una delle migliori performance economico-finanziarie dell'ultimo decennio e accelerato l'implementazione della strategia di trasformazione verso un'offerta di prodotti e servizi decarbonizzati. Superata l'emergenza, la ripartenza macroeconomica del 2021, progressivamente allargatasi dall'Asia ai Paesi occidentali, ha trainato la domanda oil&gas globale che dopo il declino del picco pandemico è rimbalzata in modo sincrono in tutte le geografie, creando tensioni dal lato di un'offerta poco reattiva a causa dei tagli degli investimenti nel settore upstream, riproponendo in tutta la sua criticità il tema della sicurezza energetica.

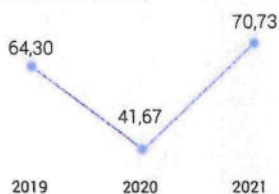
**Eccellenti risultati:** Grazie alla selettività nello spending, alla riduzione dei costi e alle ottimizzazioni del portafoglio, Eni è stata in grado di cogliere il rafforzamento dello scenario, riportando un eccellente set di risultati operativi e finanziari con un utile operativo adjusted di €9,7 mld (con un incremento di €7,8 mld vs. 2020, +400%). Il flusso di cassa da attività operativa di €12,7 mld ha finanziato capex netti di €5,8 mld. Il free cash flow organico di €7,6 mld ha consentito di coprire il pagamento dei dividendi e il buy-back (in totale €2,8 mld) e la manovra di portafoglio a sostegno dei business della transizione (€2,1 mld). La struttura patrimoniale si conferma solida e robusta raggiungendo livelli pre-crisi con una riduzione del debito netto a €9 mld e il rapporto di leva a 0,20 vs. 0,31 a fine 2020.

**Valorizzazione del portafoglio:** Eni ha implementato iniziative volte ad estrarre valore dalla ristrutturazione del portafoglio creando veicoli indipendenti e focalizzati in grado di attrarre capitali, creare valore e accelerare la crescita. Nell'ambito di tale strategia, è stato avviato l'iter di quotazione di Plenitude, la controllata Eni che integra le attività retail Gas & Power, rinnovabili e mobilità elettrica con l'obiettivo di decarbonizzare il portafoglio clienti Eni. Lo scorso 16 febbraio è stata collocata presso il mercato norvegese una quota di circa l'11,2% di Vår Energi, nell'ambito della più grande IPO del settore O&G europeo da oltre una decade, consentendo ad Eni di valorizzare gli investimenti fatti fin ora e garantendo che la società possa crescere anche grazie a nuovi possibili capitali. L'11 marzo 2022, in Angola è stato firmato l'accordo per la costituzione con BP di Azule Energy, una nuova business combination a controllo congiunto che permetterà di accelerare lo sviluppo degli asset nel Paese.

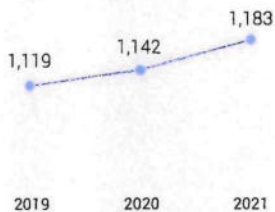
**Trasformazione di business:** nel 2021 è stato accelerato il processo di trasformazione del nostro modello di business. Il target "net zero scope 1+2+3 al 2050" consentirà ai clienti Eni di orientarsi verso un'offerta di prodotti decarbonizzati. Installato un livello di capacità di Gruppo da fonti rinnovabili pari a circa 1,2 GW, più che triplicata nel 2021, superando il target di oltre 2 GW di capacità installata inclusi gli asset in costruzione. Nella bioraffinazione e nella produzione dei relativi bio-feedstock diversificati sono stati fatti importanti passi in avanti, riducendo l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di bio-diesel. In Africa in collaborazione con i governi di Kenya, Angola, Congo, Benin, Costa d'Avorio, Mozambico e Ruanda fatti passi avanti nei progetti di biofuel attraverso la creazione di filiere integrate di agro-biofeedstock non in competizione con la catena alimentare per approvvigionare le bio-raffinerie Eni e decarbonizzare il mix energetico locale. Le competenze maturate negli anni hanno consentito ad Eni di raggiungere solidi risultati e di attuare la trasformazione, perseverando al contempo nell'assicurare performance eccellenti in materia di HSE, di salute e sicurezza delle persone e di asset integrity.



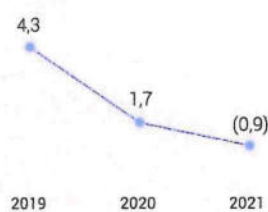
Prezzo medio del greggio Brent dated (\$/BL)



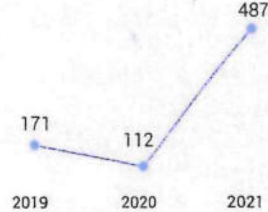
Cambio medio EUR/USD



SERM (\$/BL)

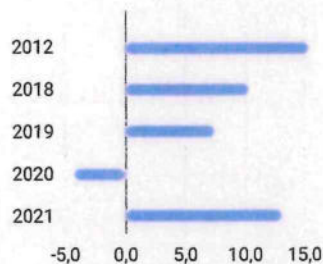


PSV (€/mgl mc)

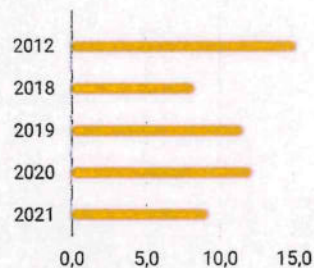


Valore

Utile operativo reported (€mld)



Indebitamento finanziario netto (€mld)

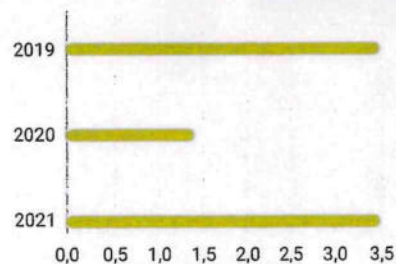


0,20  
leverage

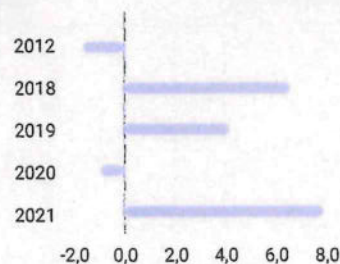
-2% vs. 2020

Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti

Remunerazione degli azionisti (€mld)



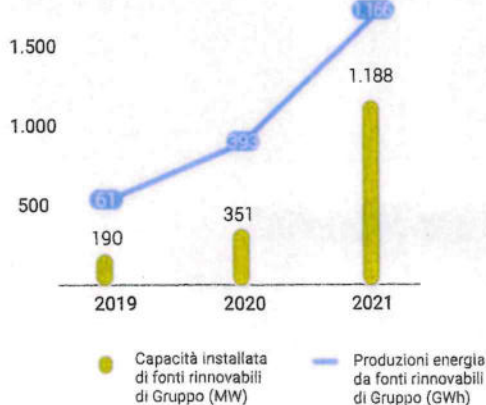
Free cash flow organico (€mld)



0,34  
TRIR  
(infortuni registrabili/ore lavorate)

11 min ton CO<sub>2</sub> eq.  
Net Carbon Footprint upstream

Sviluppo delle rinnovabili



1.166 GWh  
produzione energia da fonti rinnovabili



>2 GW  
capacità installata inclusi gli asset in costruzione

585 min ton  
produzione di biocarburanti

1,1 min ton  
capacità di bioraffinazione



Handwritten signature.

## PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2021	2020	2019
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	76.575	43.987	69.881
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432
Utile (perdita) operativo adjusted <sup>(a)</sup>		9.664	1.898	8.597
Exploration & Production		9.293	1.547	8.640
Global Gas & LNG Portfolio		580	326	193
Refining & Marketing e Chimica		152	6	21
Plenitude & Power		476	465	370
Utile (perdita) netto adjusted <sup>(a)(b)</sup>		4.330	(758)	2.876
Utile (perdita) netto <sup>(b)</sup>		5.821	(8.635)	148
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861	4.822	12.392
Investimenti tecnici <sup>(c)</sup>		5.313	4.644	8.376
di cui: ricerca esplorativa		391	283	586
sviluppo riserve di idrocarburi		3.443	3.077	5.931
Dividendi per esercizio di competenza <sup>(d)</sup>		3.022	1.286	3.078
Dividendi pagati nell'esercizio		2.358	1.965	3.018
Totale attività a fine periodo		137.765	109.648	123.440
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		44.519	37.493	47.900
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		8.987	11.568	11.477
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		14.324	16.586	17.125
Capitale investito netto		58.843	54.079	65.025
di cui: Exploration & Production		48.014	45.252	53.358
Global Gas & LNG Portfolio		(823)	796	1.327
Refining & Marketing e Chimica		9.815	8.786	10.215
Plenitude & Power		5.474	2.284	1.787
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	12,2	8,6	13,9
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.566,0	3.572,5	3.592,2
Capitalizzazione di borsa <sup>(e)</sup>	(€ miliardi)	44	31	50



(a) Misure di risultato Non-GAAP.  
 (b) Di competenza azionisti Eni.  
 (c) Include operazioni di reverse factoring nel 2021.  
 (d) L'importo 2021 (relativamente al saldo del dividendo) è sumato.  
 (e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

## PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2021	2020	2019
Utile (perdita) netto				
- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	1,60	(2,42)	0,04
- per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	3,78	(5,53)	0,09
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	1,19	(0,21)	0,80
- per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	2,81	(0,48)	1,79
Cash flow				
- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	3,61	1,35	3,45
- per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	8,54	3,08	7,72
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	8,4	(0,6)	5,3
Leverage ante IFRS 16		20	31	24
Leverage post IFRS 16		32	44	36
Gearing		24	31	26
Coverage		15,7	(3,1)	7,3
Current ratio		1,3	1,4	1,2
Debt coverage		89,8	29,1	72,4
Net Debt/EBITDA adjusted		83,7	174,1	100,7
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,86	0,36	0,86
Total Shareholders Return (TSR)	(%)	52,4	(34,1)	6,7
Dividend yield <sup>(c)</sup>		7,1	4,2	6,3



(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).  
 (b) Un ADR rappresenta due azioni.  
 (c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

## DIPENDENTI

		2021	2020	2019
Exploration & Production	(numero)	9.409	9.815	10.272
Global Gas & LNG Portfolio		847	700	711
Refining & Marketing e Chimica		13.072	11.471	11.626
Plenitude & Power		2.464	2.092	2.056
Corporate e altre attività		6.897	7.417	7.388
<b>Gruppo</b>		<b>32.689</b>	<b>31.495</b>	<b>32.053</b>







## INNOVAZIONE

		2021	2020	2019
Spesa in R&S	(€ milioni)	177	157	194
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	30	25	34

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE<sup>(a)</sup>

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,36	0,34
dipendenti		0,40	0,37	0,21
contrattisti		0,32	0,35	0,39
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	40,1	37,8	41,2
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,81	0,73	0,69
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti <sup>(b)</sup>		176	185	204
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) <sup>(c)</sup>		456	439	501
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3) <sup>(c)</sup>	(grammi di CO <sub>2</sub> eq./MJ)	67	68	68
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2) <sup>(c)</sup>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	11,0	11,4	14,8
Net carbon footprint Eni (Scope 1+2) <sup>(c)</sup>		33,6	33,0	37,6
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di boe)	20,2	20,0	19,6
Indice di efficienza operativa Gruppo		32,0	31,6	31,4
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH <sub>4</sub> )	9,2	11,2	21,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm <sup>3</sup> )	1,2	1,0	1,2
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	4.406	6.824	7.265
di cui: da atti di sabotaggio operativi		3.051	5.866	6.232
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	125	113	128
Acqua di produzione reiniettata	(%)	58	53	58

(a) Dove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

(b) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimato sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.

(c) KPI calcolati su base equity



## DATI OPERATIVI

## EXPLORATION &amp; PRODUCTION

		2021	2020	2019
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.682	1.733	1.871
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.628	6.905	7.268
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,8	10,9	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	55	43	92
Profit per boe <sup>(a)(c)</sup>	(\$/boe)	4,8	3,8	7,7
Opex per boe <sup>(b)</sup>		7,5	6,5	6,4
Finding & Development cost per boe <sup>(c)</sup>		20,4	17,6	15,5

## GLOBAL GAS &amp; LNG PORTFOLIO

Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	70,45	64,99	72,85
di cui: in Italia		36,88	37,30	37,98
internazionali		33,57	27,69	34,87
Vendite GNL		10,9	9,5	10,1

## REFINING &amp; MARKETING E CHIMICA

Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1
Produzioni vendute di biocarburanti certificati	(migliaia di tonnellate)	585	622	256
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	65	63	44
Quota di mercato rete in Italia		22,3	23,2	23,6
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,23	6,61	8,25
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.314	5.369	5.411
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.521	1.390	1.766
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	76	69	88
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.476	8.073	8.068
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	66	65	67

## PLENITUDE &amp; POWER

Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.137	335	174
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	986	340	61
Vendite gas retail e business	(miliardi di metri cubi)	7,85	7,68	8,62
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	16,49	12,49	10,92
Produzione termoelettrica		22,36	20,95	21,66
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		28,54	25,33	28,28

(a) Relativo alle società consolidate

(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(c) Media triennale



## Attività di stakeholder engagement

Operando in 69 Paesi con contesti socio-economici differenti la comprensione delle aspettative degli stakeholder e la condivisione con questi delle scelte sono per Eni elementi fondamentali per la creazione di valore di lungo periodo, costruendo rapporti improntati alla reciproca fiducia, trasparenza e integrità. La comprensione dei contesti locali e la gestione delle aspettative degli stakeholder sui temi di sostenibilità sono supportate dal 2018 dall'utilizzo dell'applicativo aziendale "Stakeholder Management System" (SMS) che "mappa" gli stakeholder secondo la loro rilevanza e il loro interesse verso le attività dell'azienda, nei Paesi e nei territori di presenza. Inoltre, SMS traccia i rapporti con gli stakeholder incluse richieste, grievance (lamentate) e azioni di risposta intraprese e supporta la tracciabilità prevista dagli strumenti normativi anti-corruzione interni in materia di rapporti con soggetti rilevanti. In tal modo, il sistema consente di comprendere i principali temi rilevanti per gli stakeholder e i potenziali impatti sui Diritti Umani, identificando anche l'eventuale presenza di gruppi vulnerabili e di aree censite dall'UNESCO come siti di particolare interesse culturale e/o naturalistico (World Heritage Sites, WHS). Il sistema è in uso in relazione ad attività e nuovi progetti di tutte le linee di business Eni e consente il monitoraggio della relazione con circa 4.800 stakeholder (+20% rispetto al 2020).

CATEGORIE DI STAKEHOLDER	PRINCIPALI ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT NELL'ANNO
<b>PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e ampliamento della mappatura delle competenze.</li> <li>Iniziative formative a supporto dell'inclusione e del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità e iniziative internazionali a supporto del team building e dell'innovazione.</li> </ul>
<b>COMUNITÀ FINANZIARIA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capital Markets Day (piano strategico 2021-24 e di lungo termine al 2050) e Road-Show virtuale nelle principali piazze finanziarie e Capital Markets Day per presentazione Plenitude</li> <li>Road-Shows con investitori e proxy advisors sulla remunerazione degli executives 2021.</li> </ul>
<b>COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mappatura di oltre 770 comunità locali (incluse quelle indigene) nei Paesi di presenza e definizione delle iniziative di engagement locale.</li> <li>Consultazioni delle autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative e/o per lo sviluppo di nuovi progetti, nonché per la pianificazione e gestione di progetti di sviluppo locale.</li> </ul>
<b>CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coinvolgimento dei fornitori nel percorso di transizione energetica tramite 15 workshop tematici e partecipazione a conferenze ed eventi.</li> <li>Sviluppo e lancio di Open-es, la piattaforma aperta a tutti per lo sviluppo sostenibile delle imprese mediante iniziative formative e di engagement (misurazione della CO<sub>2</sub> e redazione del bilancio di sostenibilità).</li> </ul>
<b>CLIENTI E CONSUMATORI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle Associazioni dei Consumatori (AdC) nazionali e locali su temi quali sostenibilità, economia circolare, bonifiche, risanamento ambientale, transizione energetica, risparmio energetico, servizio clienti e nuove iniziative commerciali.</li> </ul>
<b>ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incontri e tavoli di lavoro con rappresentanti politici e istituzionali e organizzazioni locali, nazionali, europee e internazionali sui temi energia, clima, transizione energetica, ambiente, sviluppo sostenibile, ricerca e innovazione, digitalizzazione ed economia circolare.</li> <li>Partecipazione a confronti su tematiche energetiche e ambientali promossi dal Governo e dal Parlamento italiano, dalle istituzioni europee, dagli organismi internazionali e dalle istituzioni nazionali estere.</li> </ul>
<b>UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incontri con università, centri ed enti pubblici di Ricerca, consorzi e società terze con cui Eni collabora per lo sviluppo di tecnologie innovative.</li> <li>Accordi e collaborazioni con Politecnico di Milano e Torino, Università di Bologna, Napoli (Federico II), Pavia, Padova, Milano Bicocca, MIT, CNR, INSTM, ENEA, RSE e INGV<sup>(a)</sup>.</li> <li>Collaborazioni con a) Università della Basilicata per supporto al Master Geoscience for Energy Transitions b) Università Enna Kore per contributi didattici aziendali per corsi accademici.</li> </ul>
<b>ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE DI ADVOCACY E DI CATEGORIA ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adesione e partecipazione a OGCI, IPIECA, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, EITI<sup>(b)</sup>; collaborazione con IHRB<sup>(c)</sup> e altre istituzioni internazionali sui diritti umani.</li> <li>Convegni, dibattiti, eventi e iniziative di formazione su temi di sostenibilità (energia, economia circolare, bonifiche, responsabilità sociale); realizzazione di linee guida e condivisione di best practice.</li> <li>Incontri con organismi associativi e partecipazione a tavoli di lavoro su tematiche strategiche, monitorando eventuali evoluzioni legislative.</li> </ul>
<b>ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE E LO SVILUPPO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consolidamento, attraverso accordi di collaborazione/partenariato, delle attività di sviluppo condotte insieme ad organizzazioni internazionali. Sviluppati accordi con United Nations Development Programme - UNDP, United Nations Industrial Development Organization - UNIDO, World Bank.</li> </ul>

(a) Massachusetts Institute of Technology, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Consorzio Interuniversitario Nazionale per la Scienza e Tecnologia dei Materiali; Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile; Ricerca sul Sistema Energetico; Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia.



- Salute e sicurezza sul luogo di lavoro
- Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale
- Contrasto al cambiamento climatico/riduzione delle emissioni GHG
- Riduzione degli impatti ambientali
- Sviluppo locale
- Tutela dei diritti umani
- Biodiversità
- Persone e Sviluppo del capitale umano
- Innovazione
- Digitalizzazione e Cyber Security
- Relazione con i clienti e consumatori
- Gestione responsabile della catena di fornitura
- Diversità, inclusione e work-life balance
- Local Content
- Accesso all'energia
- Economia circolare

## TEMI PRINCIPALI AFFRONTATI

- ▶ Sottoscrizione del nuovo accordo per lo smart working in Italia con nuove misure di Welfare aziendale.
- ▶ Accordo per l'integrazione nel GFA - della Convenzione ILO n.°190 e della Raccomandazione ILO n.°206 sull'eliminazione della violenza e delle molestie nel mondo del lavoro.
- ▶ Sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali il contratto di espansione per favorire il ricambio generazionale e iniziative per l'aggiornamento delle competenze.

- ▶ Conference call sui risultati trimestrali.
- ▶ Partecipazione del Top Management alle conferenze tematiche organizzate delle banche.
- ▶ Partecipazione alle conferenze tematiche in ambito ESG.

- ▶ Gestione di richieste e grievance espressi dalle comunità locali.
- ▶ Consultazioni con le comunità nei Paesi in cui sono stati condotti Human Rights Impact Assessment.

- ▶ Due Diligence sui diritti umani: applicazione del modello risk-based sul rispetto dei diritti umani lungo il processo di procurement.
- ▶ Programma "Basket Bond - Energia Sostenibile", strumento di finanza innovativa rivolto ai fornitori qualificati Eni e alla filiera dell'energia, ideato per consentire alle aziende impegnate nella transizione energetica l'attuazione di progetti ed investimenti finalizzati allo sviluppo sostenibile.

- ▶ Sponsorizzazione iniziative AdC sui temi di sostenibilità ed economia circolare.
- ▶ Incontri territoriali con le AdC regionali del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti.

- ▶ Rappresentazione del posizionamento Eni su transizione energetica e decarbonizzazione nei principali consessi multilaterali internazionali (es. G20, B20, COP26).
- ▶ Ingaggio e dialogo istituzionale nel contesto di partnership e membership con think tank e organismi associativi nazionali, europei e internazionali e con organismi internazionali e/o promossi da istituzioni europee sulla transizione energetica e tematiche geopolitiche.

- ▶ Costituzione con CNR di 4 centri di ricerca nel Mezzogiorno per uno sviluppo ambientale ed economico sostenibile in Italia e nel mondo.
- ▶ Con il PolIMI: attivate collaborazioni per lo sviluppo di modelli di valutazione di impatto (Local Content e SDG) e per nuove edizioni del Master Energy Innovation; aderito alla Piattaforma di Ricerca Congiunta sull'idrogeno "Hydrogen-JRP"; costituito un Centro Congiunto per l'Accelerazione della Transizione Energetica nell'ambito delle Tecnologie per l'Ambiente e l'Energia".

- ▶ Incontri con Associazioni Imprenditoriali Territoriali inerenti il sistema Eni della Supply Chain Sostenibile e le tematiche energetiche di evidenza aziendale.
- ▶ Presidenza dell'Action Council "Sustainability & Global Emergencies" nell'ambito del B20 Italy 2021 organizzato da Confindustria.
- ▶ Sottoscrizione di: a) un accordo di collaborazione avente a oggetto il Concorso Best Performer dell'Economia Circolare di Confindustria; b) "Manifesto Lavoro ed Energia per una transizione sostenibile" tra Confindustria Energia e Organizzazioni Sindacali.

- ▶ Accordi con istituzioni italiane ed europee, banche di sviluppo, settore privato, enti e agenzie di cooperazione, faith based organizations e organizzazioni della società civile: Cassa Depositi e Prestiti - CDP, Standard Bank, Agenzia Italiana per la Cooperazione allo Sviluppo - AICS, USAID, Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo - ADPP, AVSI, CUAMM, VIS, Fondazione E4Impact, Banco Alimentare, Istituto Don Bosco di Maputo.



85991|333

# Strategia

La guerra in Ucraina ci sta costringendo a vedere il mondo in modo diverso da come lo conoscevamo. Si tratta di una tragedia umanitaria, che ha generato nuove minacce alla sicurezza energetica e alla quale dobbiamo fare fronte senza abbandonare le nostre ambizioni per una transizione energetica equa.

La nostra strategia ci ha consentito di essere pronti ad affrontare questa sfida. La nostra risposta immediata alla crisi attuale è stata quella di ricorrere alle nostre alleanze consolidate con i Paesi produttori per reperire fonti sostitutive di energia da destinare alle necessità europee. Siamo in grado di rendere disponibili sul mercato oltre 14 TCF (trillion cubic feet) di risorse addizionali di gas nel breve e medio termine. Queste azioni affiancano il nostro impegno nello sviluppo di nuovi prodotti e servizi decarbonizzati, che ci consentono di garantire la sicurezza energetica e la riduzione delle emissioni, proponendo ai nostri clienti un'ampia offerta di prodotti e servizi energetici decarbonizzati. Il risultato di questo approccio strategico supporta la decisione di accelerare il nostro percorso verso le zero emissioni nette, con un taglio del 35% delle emissioni Scope 1, 2 e 3 entro il 2030, e dell'80% entro il 2040 rispetto al 2018. [...]

Claudio Descalzi CEO Eni



## Accelerazione nella riduzione delle emissioni

- Zero Emissioni Nette al 2050, cui si aggiungono i nuovi obiettivi di riduzione emissioni assolute nette (Scope 1, 2 e 3) rispetto al 2018: **-35% al 2030** → **-80% entro il 2040**
- Net carbon Footprint al 2035 (Scope 1 e 2): **40% al 2025** → **Net zero entro il 2035**
- Emissioni Scope 1 e 2 Upstream: **-65% al 2025 (vs. 2018)** → **Net zero emission entro il 2030**



## Nuove Energy Solution

- Plenitude**: elettricità green a **15 mln di clienti** con oltre **15 GW** di capacità rinnovabile entro il 2030
- Bioraffinazione**: capacità in aumento fino a 6 mln di tonn/anno nei prossimi 10 anni
- Idrogeno**: prevista una contribuzione al piano per circa 4 mln di tonn/anno entro il 2050
- Fusione magnetica**: previsto il primo impianto commerciale nei prossimi 10 anni
- Prevista in crescita la quota di **investimenti** dedicati alle nuove soluzioni energetiche: ad almeno il **30%** entro il **2025**, al **60% entro il 2030** e fino all'**80% al 2040**



## Disciplina finanziaria

- CAPEX medio annuo: circa **€7 mld**; capex **2022** circa **€7,7 mld**
- IRR progetti upstream in esecuzione: **21% allo scenario Eni**
- IRR nuovi progetti rinnovabili: **+200 punti base** vs **WACC di Plenitude**
- Flusso di cassa operativo: **€55 mld** nel quadriennio allo scenario Eni
- Strumenti di finanza sostenibile: oltre **€13 mld nel 2025**

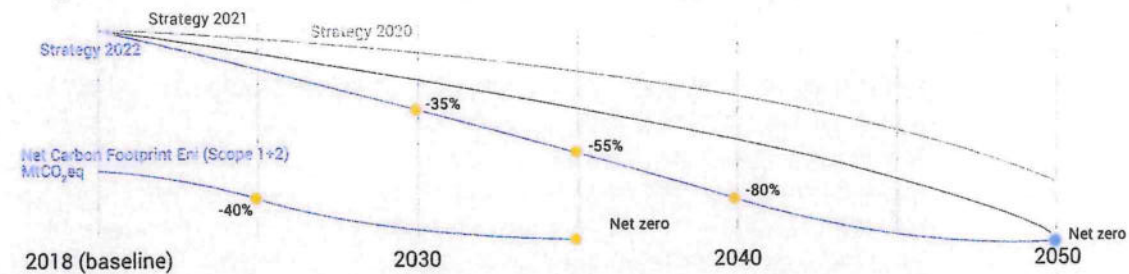


## Creazione di valore per gli shareholder

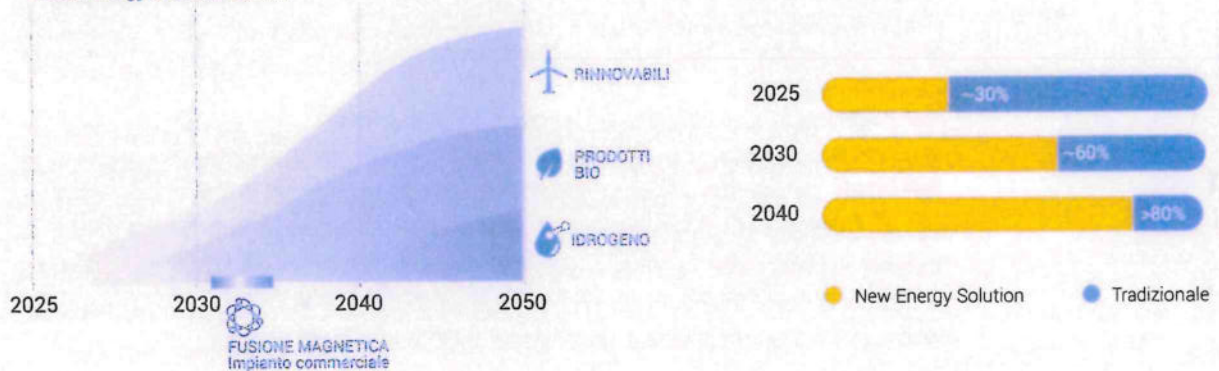
- Dividendo annuale: **€0,88** per azione con Brent tra **80 e 90 \$/bbl**
- Pagamento dividendo: **quattro rate trimestrali paritarie**: settembre e novembre 2022, marzo e maggio 2023
- Programma di **buy-back** pari a **€1,1 mld** nel 2022 in ragione del prezzo di riferimento Brent
- A luglio e ottobre, con Brent **> 90 \$/bbl**, **buy-back** in aumento del **30%** del free cash flow incrementale



Net Absolute GHG Emissions (Scope 1+2+3)  
MtCO<sub>2</sub>eq



Nuove Energy Solution vendute

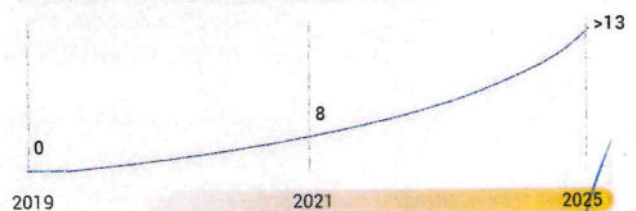


2022-2025  
Capex ~€7 mld  
in media/anno



PIANO INVESTIMENTI FLESSIBILE

STRUMENTI DI FINANZA SOSTENIBILE\* € mld



\*Include bond, prestiti, linee di credito bancarie e derivati

## CREAZIONE DI VALORE PER GLI AZIONISTI

### DISTRIBUZIONE 2022

€0,88 dividendo per azione  
€1,1 mld buyback

Prezzo Brent di riferimento @ 80 \$/bbl

### UPSIDE

Buyback aggiuntiva 30%  
del FCF incrementale per livelli di Brent > 90 \$/bbl

(Valutazione aggiornata a luglio e ottobre)

### RESILIENZA

Semplificata scala di variazione  
del dividendo per azione

vs. policy precedente

PAGAMENTO DIVIDENDO SU BASE TRIMESTRALE A PARTIRE DAL TERZO TRIMESTRE 2022

## Piano strategico 2022-2025

La strategia Eni è definita in uno scenario per il prossimo quadriennio caratterizzato da un prezzo del Brent sostenuto dalle dinamiche correnti di mercato, con una domanda in ripresa che dovrebbe recuperare i livelli pre-pandemia entro il 2022 e un'offerta limitata dalle problematiche produttive e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere internazionali. Nel lungo termine, la quotazione del greggio è prevista crescere in linea con l'inflazione fino al 2035, per poi declinare in relazione alla progressione della transizione energetica. Tale scenario è oggetto di continuo monitoraggio alla luce dell'imprevedibile evoluzione della crisi tra Russia e Ucraina.

La disciplina finanziaria e la selettività nello spending, il controllo dei costi e le iniziative di espansione dei margini consentiranno a Eni di contenere ulteriormente la cash neutrality e di produrre importanti avanzi di cassa operativa alle nostre conservative assunzioni di scenario Brent, che saranno utilizzati per accelerare la crescita dei business green e mantenere solidi indici patrimoniali.

Nel quadriennio il management Eni prevede una manovra di investimenti di €28 miliardi (in media circa €7 miliardi/anno) che sarà attuata secondo i parametri di disciplina finanziaria e operativa del Gruppo, nel rispetto di soglie minime di redditività, garantendo la coerenza dei profili emissivi con gli obiettivi di decarbonizzazione di lungo termine e la copertura integrale mediante il flusso di cassa operativo. Il free cash flow organico e i proventi del piano di dismissioni, in particolare le operazioni di collocamento in borsa di Plenitude e di Vår Energi, consentiranno di mantenere una solida struttura patrimoniale e di garantire competitivi ritorni agli azionisti.

I processi di capital allocation prevedono un ulteriore passo in avanti nella direzione degli obiettivi di Parigi con una quota del 25% della manovra capex, rispetto al 20% del piano precedente, diretta al potenziamento della capacità di generazione rinnovabile, alla crescita dell'economia circolare dei biocarburanti e della chimica verde, allo "scaling up" di nuove soluzioni energetiche e servizi (CCS) e agli interventi di efficienza energetica e decarbonizzazione degli asset legacy.

Tali obiettivi saranno raggiungibili grazie al ruolo delle due Direzioni Generali nell'attuare percorsi distinti ma sinergici di esecuzione della strategia Eni di net zero emission al 2050: Natural Resources impegnata a massimizzare il valore e decarbonizzare gli asset O&G; Energy Evolution volta a sviluppare i nuovi business di rinnovabili ed economia circolare, e ad attuare la trasformazione industriale degli asset legacy.

Nel complesso, il piano 2022-2025 proietta un Gruppo con fondamentali robusti e una redditività in crescita, grazie alla strategia di trasformazione adottata in risposta al downturn che, da un lato, ha aumentato la resilienza dei business tradizionali e la loro capacità di generare cassa, e, dall'altro, ha posto le basi per una fase di forte sviluppo dei business della transizione che fa perno sull'integrazione di tecnologie, su nuovi modelli di business e sulla stretta collaborazione con gli stakeholders. I risultati attesi nel prossimo quadriennio renderanno ancora più solida la strategia Eni di carbon neutrality al 2050 grazie alla crescente visibilità dei target intermedi e delle tappe di avvicinamento.



## EXPLORATION & PRODUCTION

La strategia Eni nell'upstream prevede, nel rispetto dell'obiettivo di riduzione dell'impronta carbonica, la massimizzazione dei ritorni e della generazione di cassa facendo leva sulla valorizzazione di un portafoglio ottimizzato di asset, esclusivamente convenzionali, caratterizzati da modularità dei progetti, accelerato time-to-market e limitata esposizione oltre il medio termine.

L'evoluzione del mix produttivo prevede la componente gas al 60% nel 2030 e ad oltre il 90% dopo il 2040. Le emissioni nette Scope 1 e 2 delle attività upstream calcolate in base alla produzione equity sono previste azzerarsi nel 2030 facendo leva, oltre che sull'efficienza energetica, sui progetti in ambito Natural Climate Solutions che assicureranno la compensazione delle emissioni residue. Altro driver per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione di Gruppo sono i progetti per la cattura e lo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub> con un target di circa 10 milioni di tonnellate annue al 2030 in quota Eni.

Il Piano 2022-25 prevede la crescita della generazione di cassa e la riduzione progressiva della cash neutrality fino a livelli di Brent di circa 25 \$/barile attraverso:

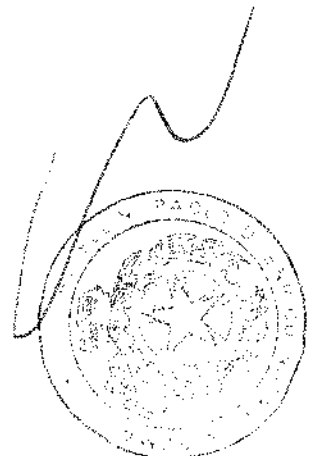
- ▶ la crescita delle produzioni nel periodo 2021-2025 a un tasso medio annuo del 3% grazie al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio;
- ▶ la capital discipline con una spesa media di circa €4,5 miliardi per anno nel quadriennio 2022-2025 caratterizzata da elevata flessibilità (>45% capex uncommitted nel periodo 2024-2025);
- ▶ l'ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore Global Gas & LNG Portfolio per la valorizzazione del gas equity;
- ▶ la massimizzazione dell'efficienza e della continuità operativa;
- ▶ la valorizzazione e razionalizzazione del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2,2 miliardi di boe di risorse al costo unitario inferiore a 1,5 \$/barile; l'esplorazione sarà focalizzata (circa 90%) in aree limitrofe a campi in produzione near-field e a infrastrutture esistenti o di prossima entrata in esercizio e sarà un driver strategico nel percorso di decarbonizzazione allineando il portafoglio di risorse agli obiettivi di mix produttivo e di profili emissivi di medio-lungo termine.

La generazione di cassa sarà, inoltre, sostenuta dalla trasformazione del portfolio con l'uscita da asset marginali e/o ad elevato break even e la focalizzazione su asset ad elevata generazione di cassa e la creazione della business combination in Angola e la quotazione di Vår Energi, allo scopo di ridurre l'esposizione finanziaria e consentire una crescita più accelerata degli asset.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow organico cumulato 2022-2025 pari a circa €29 miliardi.

Valore

un



HP

## GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

Nell'orizzonte di Piano, GGP proseguirà nella strategia di massimizzare i ritorni facendo leva sulle flessibilità del portafoglio gas attraverso azioni di ottimizzazione e rinegoziazione. Nella attuale situazione, GGP farà inoltre leva su portafoglio, capacità e relazioni commerciali per rafforzare e diversificare l'approvvigionamento nazionale. L'altro driver di crescita e di creazione di valore è l'espansione nel business LNG attraverso lo sviluppo in nuovi mercati a premio ed in crescita in Middle East/Far East e la sempre maggiore integrazione con il business upstream per la valorizzazione del gas equity in Congo, Angola, Egitto, Indonesia, Nigeria e Mozambico grazie al terminale strategico di Damietta. Il portafoglio di volumi LNG contrattualizzati attesi sarà superiore a 15 mln ton/a nel 2025. Alla creazione di valore contribuirà anche la valorizzazione delle partecipazioni dei gasdotti.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow cumulato 2022-2025 pari a circa €2,7 miliardi.

## REFINING & MARKETING

La strategia del settore Refining & Marketing è focalizzata sullo sviluppo della capacità di bioraffinazione, prevista quasi raddoppiare a 2 milioni di tonnellate/anno nel 2025 e crescere ulteriormente fino a raggiungere la capacità di 6 milioni di tonnellate per anno nel prossimo decennio; le bioraffinerie saranno alimentate esclusivamente con cariche palm oil free di II e III generazione entro il 2023. Nel marketing retail è prevista l'evoluzione graduale del mix di prodotti venduti, raggiungendo al 2050 il 100% della vendita di prodotti decarbonizzati.

Il Piano 2022-25 prevede:

- la diversificazione dell'offerta green attraverso (i) il potenziamento della raffinazione "bio" con l'aumento della capacità di lavorazione fino a 2 milioni di tonnellate nel 2025, palm oil free dal 2023 a beneficio di olii di seconda generazione non in competizione con la catena alimentare e altre cariche innovative (rifiuti/residui) che copriranno circa il 90% della carica al 2025; (ii) lo sviluppo del business del biometano; (iii) l'ampliamento della capacità di produzione di SAF (Sustainable Aviation Fuel);
- la crescita del marketing in Europa privilegiando segmenti ad alta marginalità, il potenziamento dell'offerta di carburanti alternativi, l'ulteriore sviluppo dei servizi non-oil nel retail e, più in generale, la promozione della mobilità sostenibile attraverso un soggetto dedicato.

## CHIMICA

La strategia di lungo termine di Eni punta a ridurre in maniera significativa l'esposizione del business chimico alla volatilità del ciclo e del costo della carica petrolifera attraverso la specializzazione del portafoglio prodotti e lo sviluppo e integrazione della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo chimico/meccanico.

Il Piano 2022-25 prevede:

- la progressiva specializzazione del portafoglio polimeri verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione della filiera a valle verso il "compounding" per ridurre la volatilità dei margini;
- lo sviluppo della chimica da rinnovabili e l'espansione di iniziative di economia circolare, in particolare riciclo meccanico e chimico anche attraverso il ricorso a partnership;
- la progressiva riduzione delle emissioni di gas serra, aumentando l'efficienza energetica.

## PLENITUDE

Le principali linee strategiche di medio/lungo termine prevedono lo sviluppo sinergico della capacità installata per la produzione di energia da fonti rinnovabili con target di 15 GW al



2030 e di 45 GW al 2050 e del portafoglio di clienti retail fino a superare 20 milioni di contratti di fornitura al 2050 attraverso la selezione delle aree di espansione delle rinnovabili legata alla presenza dei nostri clienti oltre allo sviluppo delle attività nelle aree in cui Eni già opera. Nel 2040 è prevista la fornitura ai clienti retail di prodotti decarbonizzati provenienti dal portafoglio Eni (energia da rinnovabili e biometano) e di servizi di nuova generazione.

Il Piano 2022-25 prevede:

- ▶ l'IPO di Plenitude e la creazione di un modello di business unico che combina la produzione da rinnovabili, la vendita di energia e servizi energetici a clienti retail e una rete capillare di punti di ricarica per veicoli elettrici; l'operazione rappresenta uno dei passaggi strategici verso l'azzeramento delle emissioni GHG Scope 3 associate ai nostri clienti retail;
- ▶ la realizzazione di oltre 6 GW di capacità installata al 2025;
- ▶ crescita del portafoglio clienti con l'obiettivo di superare 11 milioni di punti di fornitura nel 2025 facendo leva sullo sviluppo internazionale e sulla crescita del portafoglio clienti power;
- ▶ il focus su business legati all'efficienza energetica e alla generazione distribuita fotovoltaica e lo sviluppo del mercato E-Mobility con l'obiettivo di raggiungere circa 30 mila colonnine al 2025.

*Realizzato*

*sm*

*[Circular stamp]*

*[Signature]*

## POWER

Il Piano 2022-25 prevede:

- ▶ la massimizzazione dei risultati power grazie alla flessibilità ed efficienza degli impianti di generazione e il ricorso ad investimenti mirati;
- ▶ l'individuazione e sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche a basso impatto carbonico.

## PIANO INVESTIMENTI

Il Piano di investimenti quadriennale, focalizzato su progetti ad alto valore e rapido ritorno, prevede investimenti complessivi per circa €28 miliardi ed è caratterizzato da un elevato livello di flessibilità con più del 55% di investimenti nel biennio 2024-25 non ancora contrattualizzati. In coerenza con gli obiettivi di medio e lungo termine e per alimentare il processo di decarbonizzazione della società, Eni pianifica investimenti in fonti rinnovabili, di efficienza energetica, economia circolare e abbattimento del flaring di oltre €7 miliardi.

L'esecuzione della strategia combinata con una rigorosa disciplina finanziaria e l'ottimizzazione del portafoglio di attività consentirà di rafforzare ulteriormente la struttura finanziaria a supporto dell'accelerazione della crescita dei business green e della remunerazione dei nostri azionisti al top dell'industria.

## POLITICA DI REMUNERAZIONE

Eni intende garantire agli azionisti ritorni competitivi attraverso una politica di remunerazione progressiva, con distribuzioni crescenti in funzione dello scenario. Il dividendo è articolato in una componente floor di €0,36 per azione con un prezzo minimo del Brent di 43 \$/bbl e in una variabile che aumenta secondo una scala per fasce di prezzo, semplificata e migliorata rispetto al 2021, fino a 80 \$/bbl. Per il 2022 in considerazione dei progressi strategici, della solidità finanziaria e dell'andamento dello scenario, Eni prevede un dividendo di €0,88 per azione al prezzo di riferimento 2022 di 80 \$/bbl e l'attivazione di un programma di buy-back da €1,1 miliardi.

Per prezzi superiori a 90 \$/bbl, privilegiamo lo strumento del buy-back dell'azione quale modalità di redistribuzione del surplus di cassa, attribuendo fino al 30% del free cash flow incrementale derivante da eventuali revisioni da parte del management, a luglio e ottobre, del prezzo di riferimento 2022.

85991/339

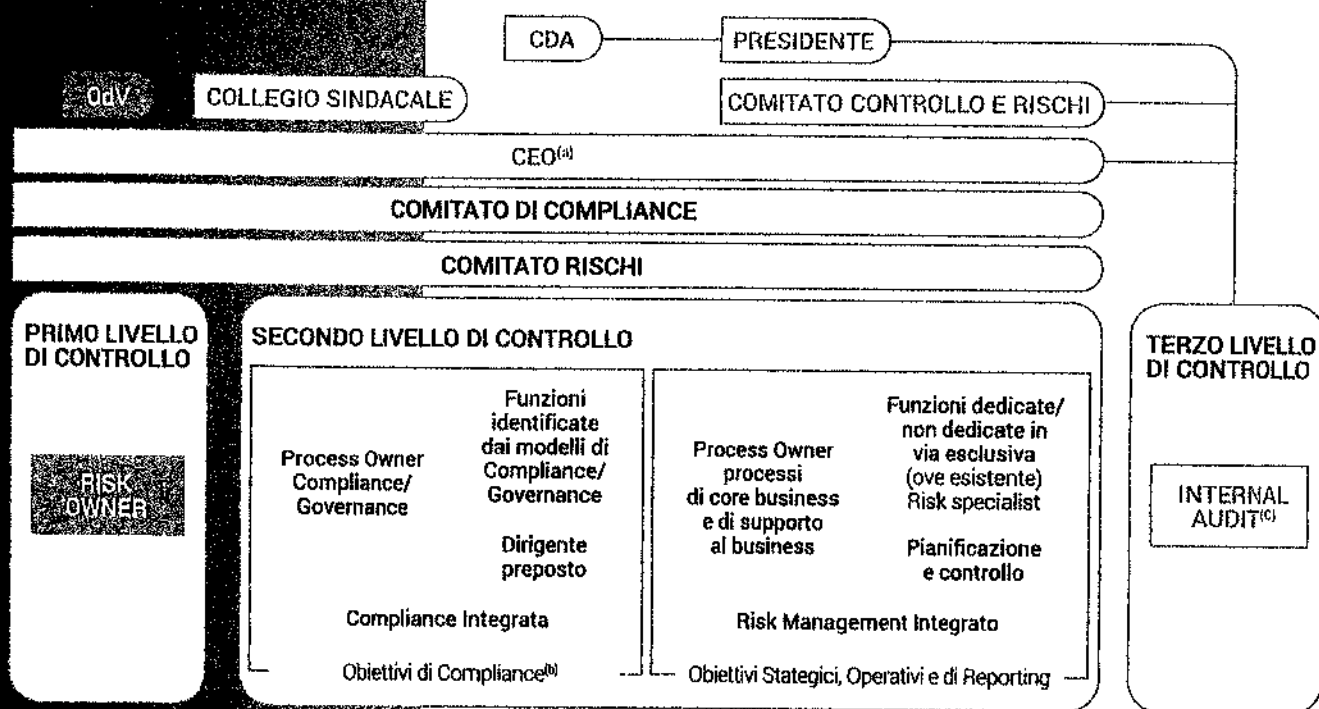
# Risk Management Integrato

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, di breve, medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica. Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva sul principio di terzietà delle valutazioni (qualità del dato, oggettività della rilevazione e quantificazione delle mitigazioni) per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (quali la definizione del Piano Strategico e degli obiettivi di medio e lungo termine) e garantire l'informativa agli organi di amministrazione e controllo.

## Il Modello di Risk Management Integrato

Il Modello RMI è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 42), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile della società. Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce, inoltre, le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati, determinando il grado di compatibilità con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici.

L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura, inoltre, che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi: a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.



(a) Amministratore incaricato dell'istituzione e mantenimento del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.

(b) Inclusi gli obiettivi di attendibilità dell'informativa finanziaria.

(c) Il Responsabile della funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatto salvo quanto previsto in relazione alla nomina, revoca, remunerazione e risorse e la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato dell'istituzione e mantenimento del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.



## Il processo di Risk Management Integrato

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio e lungo termine. RMI supporta il management nel processo decisionale rafforzando la consapevolezza del profilo di rischio e delle relative mitigazioni. Il processo, regolato dalla "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sottoprocessi: (i) Risk Governance, metodologie e strumenti (ii) Risk Strategy, (iii) Integrated Risk Management, (iv) Risk Knowledge, formazione e comunicazione.

Il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano Strategico di Eni (**risk strategy**) attraverso la definizione di proposte di obiettivi di de-risking e azioni strategiche di trattamento, l'analisi del profilo di rischio sotteso alla proposta di Piano e l'individuazione delle principali azioni con efficacia de-risking dei top risk dell'azienda. Le risultanze delle attività sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a gennaio 2021.

Il sottoprocesso "**Integrated Risk Management**" prevede: cicli periodici di risk assessment e monitoraggio (Integrated Risk Assessment) per la comprensione dei rischi assunti sulla base degli obiettivi strategici e di medio-lungo termine e delle azioni definite per raggiungerli; analisi e gestione dei rischi contrattuali (Contract Risk Mgmt) finalizzata alla migliore allocazione delle responsabilità contrattuali con il fornitore e alla loro adeguata gestione nella fase operativa; analisi integrata dei rischi esistenti nei Paesi di presenza o di potenziale interesse (ICR) che costituisce un riferimento per le attività di risk strategy, risk assessment e analisi dei rischi di progetto; supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di maggior rilievo (Integrated Project Risk Mgmt e M&A).

I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.

La valutazione è espressa sia a livello inerente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico e a vita intera per quanto riguarda i progetti di business. I rischi sono rappresentati in base alla probabilità di accadimento e all'impatto su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

I rischi con impatto economico/finanziario sono analizzati anche in ottica integrata sulla base di modelli quantitativi che consentono di definire su basi statistiche la distribuzione dei flussi a rischio oppure di simulare l'impatto aggregato dei rischi a fronte di ipotetici scenari futuri (what if analysis o stress test). Nel corso del 2021 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 125 società controllate presenti in 43 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento del top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business.

Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2021. Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trattamento attuate dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2021.

*Calvete*

Risk Governance,  
metodologie e strumenti

Risk Strategy

Integrated Risk  
Management








*ME*

### Risk Knowledge, formazione e comunicazione

Il sottoprocesso **risk knowledge, formazione e comunicazione** è volto ad accrescere la diffusione della cultura del rischio, a rafforzare un linguaggio comune tra le risorse che operano in ambito risk management, trasversalmente ai diversi business di Eni, nonché la condivisione delle informazioni e delle esperienze anche attraverso lo sviluppo di una Comunità di Pratica.

Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 20 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento).

## Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento

RISCHIO STRATEGICO		
<b>SCENARIO</b> 	<b>PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO</b>	<b>Scenario Prezzi commodity</b> , visione d'insieme del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano.
	<b>AZIONI DI TRATTAMENTO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Interventi volti a migliorare la resilienza (riduzione della cash neutrality), la flessibilità (in termini di decisioni di investimento) e l'efficienza (capital discipline e azione sui costi di struttura) dell'azienda;</li> <li>accrescimento del valore attraverso l'incremento delle produzioni, azioni di M&amp;A e business combination;</li> <li>sviluppo di iniziative integrate per la valorizzazione del gas equity (pipe ed LNG) facendo leva sulle competenze commerciali, sull'accesso ai mercati di sbocco e di trading;</li> <li>strategie mirate di hedging del prezzo del gas equity e copertura delle esposizioni commerciali con limiti di Value at Risk approvati dai vertici aziendali;</li> <li>massimizzare le attività di ottimizzazione/copertura del portafoglio cogliendo appieno il valore legato alla accresciuta volatilità dei mercati gas e flessibilizzazione prelievi fisici;</li> <li>massimizzazione sinergie tra capacità di generazione elettrica da rinnovabili in sviluppo e portafoglio clienti power (energy management integrato ed hedging con portafoglio clienti);</li> <li>ottimizzazione assetti produttivi tradizionali e sviluppo business green, bio e da riciclo.</li> </ul>
<b>CLIMATE CHANGE</b>   	<b>PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO</b>	<b>Climate change</b> , riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possano generare rischi fisici e rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.
	<b>AZIONI DI TRATTAMENTO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Governance strutturata con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e presenza di specifici comitati a supporto;</li> <li>piano di medio e lungo termine al 2050, che coniuga linee guida di sviluppo dei business per la progressiva trasformazione industriale con obiettivi ambiziosi di riduzione delle emissioni GHG associate ai prodotti energetici venduti da Eni nonché compensazione delle emissioni;</li> <li>piano quadriennale con previsione per ciascun business di azioni operative a sostegno e per l'attuazione della trasformazione industriale indicata nel piano di medio e lungo termine;</li> <li>verifica della resilienza del portafoglio attraverso stress test basati su scenari low carbon;</li> <li>flessibilità della strategia e degli investimenti;</li> <li>diversificazione con sviluppo di nuovi business/prodotti;</li> <li>piani di incentivazione del management di breve termine e lungo termine che includono obiettivi legati alla "climate strategy" coerenti con gli indirizzi definiti nel Piano Strategico;</li> <li>leadership nella disclosure e adesione a iniziative internazionali;</li> <li>ruolo chiave della ricerca low carbon e dello sviluppo tecnologico.</li> </ul>
<b>ESPOSIZIONE SU CONTRATTI A LUNGO TERMINE</b> (CONTRATTI LONG TERM SUPPLY GAS) 	<b>PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO</b>	<b>Contratti long term supply gas</b> , riferito al possibile disallineamento del costo di fornitura e dei vincoli minimi di prelievo previsti dai contratti rispetto alle attuali condizioni di mercato.
	<b>AZIONI DI TRATTAMENTO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilizzo di un portafoglio supply diversificato anche attraverso la rinegoziazione di prezzi-volumi;</li> <li>bilanciamento del portafoglio attraverso vendita agli Hub, sia in Italia sia nel Nord Europa, dei volumi non destinati ai normali canali commerciali;</li> <li>presidio continuo nella gestione degli arbitraggi e negoziati da parte di strutture organizzative dedicate.</li> </ul>





85931/362

31

**CONTRAZIONE  
DOMANDA/  
CONTESTO  
COMPETITIVO****PRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO**

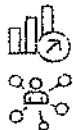
**Contrazione domanda/contesto competitivo**, riferito al possibile verificarsi di uno sbilancio domanda e offerta di mercato o di un incremento della competitività tale da: i) ridurre volumi di vendita, ii) aumentare le difficoltà nel difendere customer base/sviluppare iniziative di crescita, iii) generare dinamiche avverse sui prezzi dei prodotti finiti, iv) comportare revisioni contrattuali non pianificate.

**AZIONI DI  
TRATTAMENTO**

- Ottimizzazione gestione portfolio dei volumi equity, anche in relazione alle diverse dinamiche dei mercati finali;
- allineamento del portafoglio supply ai prezzi di mercato;
- massimizzazione dei volumi in export degli impianti LNG in portafoglio;
- strategia di copertura delle esposizioni differenziata per mercato commodity e monitorata giornalmente;
- integrazione attività midstream e upstream e gestione in ottica di portafoglio dei volumi gas equity, per favorire la massimizzazione del relativo valore; individuazione progetti a basso break even e veloce time-to-market;
- consolidamento quota mercato rete Italia con riqualificazione rete Italia di proprietà su livelli premium;
- evoluzione verso la stazione dei Servizi alla Mobilità con offerta integrata di vettori e servizi;
- specializzazione portafoglio chimica verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione filiera a valle verso compounding;
- sviluppo piattaforme chimica da rinnovabili e riciclo;
- crescita organica portafoglio clienti all'estero e ribilanciamento gas/power customer base in Italia con azioni Anti-Churn;
- fidelizzazione della customer base retail, anche attraverso la massimizzazione del contributo dei business legati alla fornitura di servizi per l'efficienza energetica e alla generazione distribuita e della E-mobility;
- consolidamento della posizione di mercato nel settore delle rinnovabili in particolare nei Paesi di presenza retail attraverso lo sviluppo della pipeline di progetti acquisiti;
- aumento della flessibilità delle centrali elettriche tramite investimenti mirati, specializzazione sul mercato della capacità e sviluppo nuovi servizi, assicurando la migliore integrazione con le altre linee di business.

L. Calvete

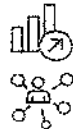
out

**RISCHIO ESTERNO****BIOLOGICO****PRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO**

**Biologico-diffusione di pandemie ed epidemie**, riferito alla diffusione di pandemie ed epidemie e al deterioramento delle infrastrutture sanitarie e della capacità di risposta sanitaria.

**AZIONI DI  
TRATTAMENTO**

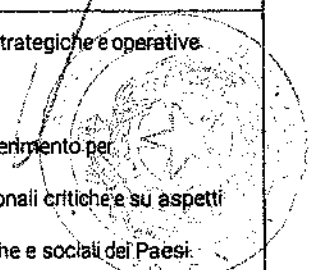
- Costante indirizzo e monitoraggio da parte dell'Unità di crisi Eni per allineamento, coordinamento e identificazione azioni di risposta;
- predisposizione e implementazione, per tutte le consociate e linee datoriali di Eni, di un piano per la preparazione e risposta delle emergenze sanitarie (Medical Emergency Response Plan - MERP) finalizzato anche alla definizione di un business continuity plan;
- misure restrittive e di prevenzione (anche attraverso modalità alternative di lavoro) con smart working per la popolazione Eni in Italia e all'estero articolato in base alla situazione epidemiologica;
- coordinamento e centralizzazione dell'approvvigionamento dei dispositivi di protezione e dei dispositivi medici;
- gestione centralizzata dei servizi di emergenza sanitaria internazionale.

**GEOPOLITICO****PRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO**

**Geopolitico**, riferito all'impatto di tematiche geopolitiche sulle scelte strategiche e operative del business.

**AZIONI DI  
TRATTAMENTO**

- Attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi;
- monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business;
- valorizzazione presenza Eni con attenzione a tematiche economiche e sociali dei Paesi.



L. Calvete



## RISCHIO ESTERNO

## PAESE

PRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO

**Instabilità politica e sociale**, riferito sia all'instabilità politica e sociale, sia a eventi criminali/bunkering all'interno del Paese verso Eni e consociate, con potenziali ricadute in termini di minori produzioni, ritardi nei progetti, potenziali danni a persone e asset.  
**Global security risk**, riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali. **Credit & Financing Risk**, relativo a difficoltà finanziarie dei partner, ritardo nell'incasso dei crediti.

AZIONI DI  
TRATTAMENTO

- ▶ Diversificazione geografica del portafoglio con uscita da asset marginali nonché acquisizioni mirate e sinergiche di nuovi asset;
- ▶ relazioni istituzionali e negoziazioni con Ministeri/Autorità locali;
- ▶ presenza di un sistema di gestione dei rischi di security con analisi di misure preventive specifiche per Paese e per sito e implementazione di piani di emergenza finalizzati alla massima sicurezza delle persone e della gestione di attività ed asset;
- ▶ stipula di piani di rientro specifici per Paese con utilizzo di strumenti già collaudati di tipo contrattuale e/o finanziario;
- ▶ richiesta di garanzie sovrane e lettere di credito a tutela delle posizioni creditorie.

NORMATIVO  
SETTORE ENERGYPRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO

**Normativo Settore Energy**, riferito agli impatti su operatività e competitività del business legati all'evoluzione della normativa del settore energy.

AZIONI DI  
TRATTAMENTO

- ▶ Monitoraggio continuo delle dinamiche legislative e regolatorie; dialogo con le istituzioni e relazioni esterne per rappresentare la posizione Eni;
- ▶ definizione azioni strategiche e operative in linea con l'evoluzione normativa: aumento capacità delle bioraffinerie e diversificazione feedstock e prodotti (phase out olio di palma, agro biofeedstock, produzione Biojet a Livorno e a Geia, sviluppo biometano); sviluppo chimica da fonti rinnovabili e sviluppo prodotti da riciclo meccanico avanzato; fornitura ai clienti retail di servizi di efficienza energetica, sviluppo generazione distribuita e sinergie con il business rinnovabili.

RAPPORTI  
CON GLI  
STAKEHOLDER  
LOCALIPRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO

**Rapporti con gli stakeholder locali**.

AZIONI DI  
TRATTAMENTO

- ▶ Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano quadriennale e dei piani di incentivazione del management;
- ▶ gestione degli stakeholder tramite approccio sostenibile all'attività e progetti di sviluppo sociale e territoriale;
- ▶ valorizzazione del local content, accordi di collaborazione con enti internazionali (FAO, UNDP, UNESCO, UNIDO...);
- ▶ continuo dialogo con le istituzioni locali e il territorio;
- ▶ rispetto e promozione Diritti Umani attraverso operatività del Modello di gestione dei Diritti Umani, analisi di impatto sui Diritti Umani nei processi di business.

## PERMITTING

PRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO

**Permitting**, riferito al verificarsi di possibili ritardi o mancato rilascio di autorizzazioni, rinnovi o permessi da parte della Pubblica Amministrazione con impatti su tempi e costi di progetto nonché ricadute in termini sociali, ambientali e di immagine e reputazione.

AZIONI DI  
TRATTAMENTO

- ▶ Dialogo costante con le istituzioni anche a fini di proposta normativa;
- ▶ audizioni presso le commissioni parlamentari;
- ▶ coinvolgimento continuo fin dalle prime fasi delle autorità e degli stakeholder su obiettivi e progress di progetto;
- ▶ trasferimento e condivisione del know-how con gli enti coinvolti, anche attraverso un maggior coinvolgimento degli organi tecnici;
- ▶ presidio e monitoraggio degli iter autorizzativi settoriali con gli Enti locali competenti;
- ▶ visite/sopralluoghi dei rappresentanti delle istituzioni nei siti interessati;
- ▶ acquisizioni di impianti di energia rinnovabile mediante partnership strategiche e operazioni di M&A di progetti già autorizzati;
- ▶ avviamento piattaforma centrale Eni funzionale alla gestione del processo di Permitting e Compliance Ambientale dei siti operativi.





## INCIDENTI

PRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO

Rischi di **blowout** e altri incidenti agli asset upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici, nonché nel trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.

AZIONI DI  
TRATTAMENTO

- Coperture assicurative;
- real time monitoring per i pozzi;
- monitoraggio proattivo degli eventi incidentali con identificazione dei weak signals in ambito **Process Safety** e completamento delle azioni scaturite da Audit e Risk Assessment relativi a tematiche di Process Safety;
- improvement tecnologici e operativi e continuo miglioramento nella implementazione del sistema di gestione Asset Integrity Management a prevenzione di incidenti insieme all'incremento dell'affidabilità impianti;
- **specifiche contrattuali standard** (EniVoy per viaggi spot ed EniTime per viaggi charter); sub-noleggi di navi Time Charter a controparti qualificate e sulla base di standard contrattuali internazionali;
- **vetting**: gestione e coordinamento delle attività rilevanti per la valutazione, l'ispezione la selezione tecnica navi e rating operatori e assegnazione di un rating agli operatori;
- Contract Risk Management (Pre/Post award);
- formazione continua.

## CYBER SECURITY

PRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO

**Cyber Security & Spionaggio industriale**, riferito al verificarsi di attacchi informatici capaci di compromettere i sistemi informativi gestionali (ICT) e i sistemi industriali (ICS), nonché di favorire la sottrazione di informazioni sensibili per Eni.

AZIONI DI  
TRATTAMENTO

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- potenziamento delle infrastrutture e dei servizi di Cyber Security Operations con un nuovo modello di gestione, l'estensione dei servizi all'ambito cloud e il rafforzamento delle tecnologie dedicate alla detection & reaction degli attacchi;
- Cyber Threat Intelligence: analisi ed investigazioni atte ad individuare in modo proattivo anomalie, minacce e violazioni cyber aventi come oggetto account, assets o informazioni societarie;
- costante aggiornamento e adeguamento dei presidi normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni;
- potenziamento delle infrastrutture critiche in Italia attraverso l'esecuzione di specifici programmi di Protezione Cyber e di Enforcement tecnologico e di monitoraggio per le consociate estere volti a indirizzare e implementare misure e soluzioni tecnologiche in ambito Cyber Security;
- rafforzamento della cultura aziendale in ambito Cyber Security con particolare attenzione ai comportamenti chiave da adottare (es. smart working sicuro).

INDAGINI  
E CONTENZIOSIPRINCIPALI  
EVENTI  
DI RISCHIO

**Contenziosi in materia ambientale e salute e sicurezza**, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica e/o adeguamento degli impianti), sull'operatività e sulla corporate reputation.

**Coinvolgimento in indagini e contenziosi in materia di corruzione.**

AZIONI DI  
TRATTAMENTO

- Assistenza specialistica in favore di Eni SpA e delle Società Controllate non quotate italiane ed estere;
- monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti;
- rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità;
- attività di formazione interna a tutti i livelli sulle tematiche di interesse;
- presidio dei rapporti con la Pubblica Amministrazione e definizione di percorsi per la gestione di problematiche rilevanti e per lo sviluppo del territorio;
- costante confronto con il Ministero dell'Ambiente sugli iter autorizzativi nell'ambito delle attività di bonifica;
- continuo monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di bonifica;
- iniziative di comunicazione mirate;
- attività di audit sulla compliance alle normative anticorruzione e 231;
- collaborazione con gli stakeholder e con la Pubblica Amministrazione (es. ministeri, Istituto Superiore di Sanità, università, etc.).



85.991/365

# Governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance<sup>(1)</sup>, elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder. A partire dal 1° gennaio 2021 Eni applica le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance 2020, cui il Consiglio di Amministrazione di Eni ha aderito il 23 dicembre 2020. Il Codice di Corporate Governance individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la società. Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli.

Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder. In tale ottica, una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti. Nel corso del 2021 è proseguito il dialogo con il mercato sulle tematiche di governance, per cogliere le opportunità derivanti da studi ed esperienze maturate nel contesto internazionale, pur in presenza di un contesto emergenziale che ha reso meno immediato il contatto, da ultimo anche in sede assembleare. Agli azionisti sono stati comunque garantiti tutti i diritti di legge e ulteriori strumenti informativi al fine di consentire il maggior coinvolgimento possibile.

Inoltre, in linea con i principi definiti dal Consiglio di Amministrazione, Eni si impegna a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza, partecipando ad iniziative per migliorare il proprio sistema. Tra le varie iniziative, nel corso del 2021, si segnala, in particolare, la partecipazione a gruppi di lavoro per l'approfondimento di temi legati all'applicazione del nuovo Codice, tra cui quella all'Osservatorio sulle politiche di dialogo con gli azionisti, istituito da Assonime (l'Associazione delle società italiane per azioni) per offrire una sede di confronto permanente tra le società quotate chiamate a definire una politica di dialogo con gli azionisti, come previsto dal Codice di Corporate Governance. Il percorso di approfondimento della tematica, anche attraverso l'analisi delle politiche di engagement adottate dagli investitori istituzionali e dai gestori di attivi nonché dalle associazioni di categoria rappresentative, hanno condotto all'elaborazione di una politica per il dialogo con gli azionisti, approvata l'8 marzo 2022 dal Consiglio di Amministrazione di Eni, su proposta della Presidente, d'intesa con l'Amministratore Delegato.

## La Corporate Governance di Eni

### Modello di governance Eni

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

### Nomina e composizione degli organi sociali

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti. Per consentire la presenza di consiglieri e sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista. Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica<sup>(2)</sup>, nominati nel maggio 2020 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2022, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti

(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, redatta ai sensi dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/1998 e pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

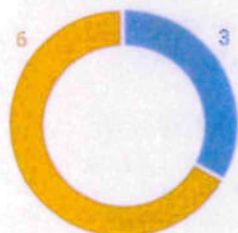
(2) Si segnala che, a seguito delle dimissioni rassegnate il 1° settembre 2020 di uno dei Sindaci effettivi e al subentro di uno dei Sindaci supplenti, l'Assemblea del 12 maggio 2021 ha provveduto all'integrazione del Collegio Sindacale attraverso la nomina di un Sindaco effettivo e di un Sindaco supplente per la durata del mandato del Collegio Sindacale in carica.



superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienze e competenze, anche avuto riguardo alle strategie della Società, alla sua trasformazione e al percorso di transizione energetica. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e diversificato. Anche il Collegio Sindacale ha espresso agli azionisti il proprio orientamento fornendo indicazioni sulla composizione dell'organo in relazione ai compiti che è chiamato a svolgere. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo devono essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato. Inoltre, sulla base delle ultime valutazioni effettuate il 17 febbraio 2022, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7<sup>3</sup> dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi e tra i quali figura la Presidente) si conferma superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina.

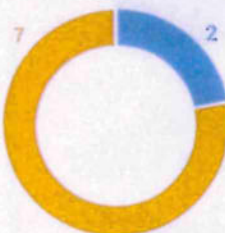
#### COMPOSIZIONE CDA

##### Lista di provenienza



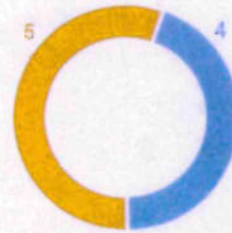
■ maggioranza  
■ minoranza

##### Indipendenza<sup>(a)</sup>



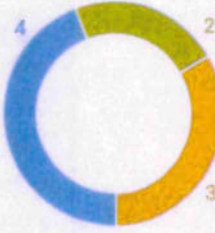
■ indipendenti  
■ non indipendenti

##### Diversità di genere



■ uomini  
■ donne

##### Fasce di età<sup>(b)</sup>



■ 40-50 anni  
■ 51-60 anni  
■ 61-70 anni

(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge e di autodisciplina.  
(b) Dati al 31 dicembre 2021.

#### La struttura del Consiglio

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato il 14 maggio 2020 un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi<sup>4</sup>, il Comitato Remunerazione<sup>5</sup>, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati. Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al Consiglio di

(3) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia e ai sensi del Codice di Corporate Governance.

(4) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziario o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina 2018, in vigore al momento della nomina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 2 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possedevano l'esperienza sopra indicata.

(5) Il Regolamento del Comitato Remunerazione prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina 2018, in vigore al momento della nomina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance, che almeno un componente possieda un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che tutti e 3 i componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del Codice di Corporate Governance e del proprio Regolamento.



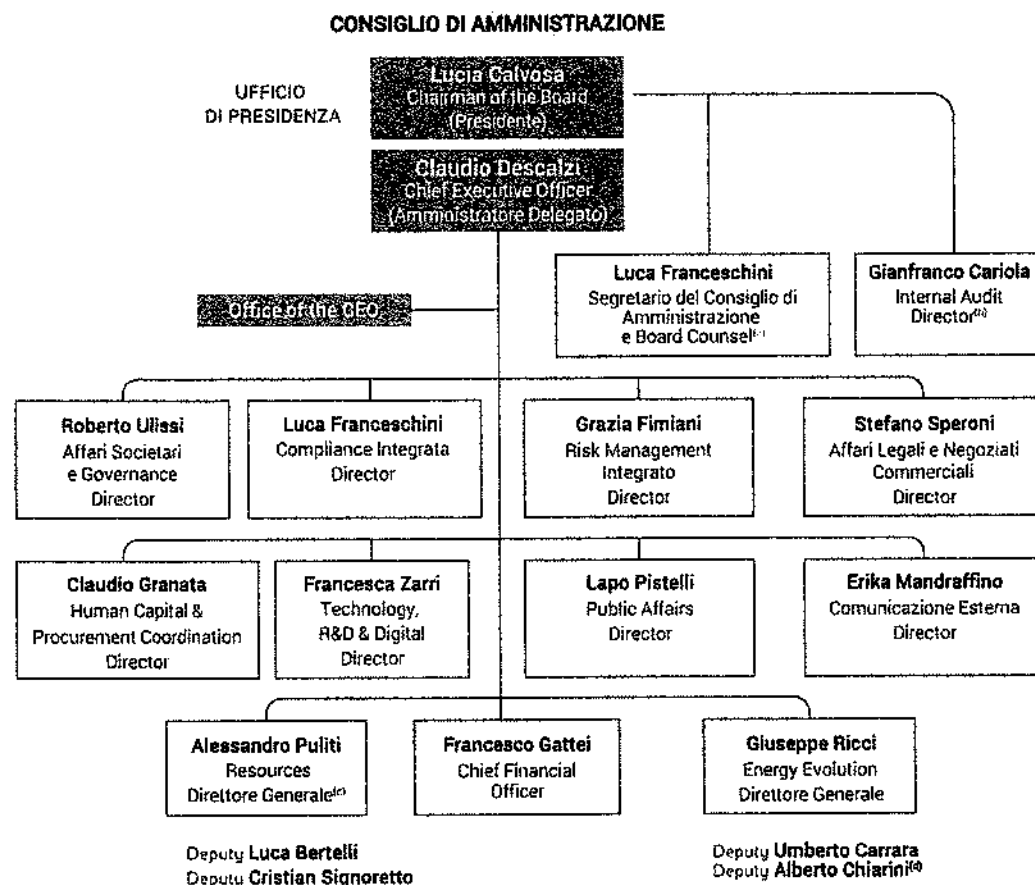
*Handwritten signature*



Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2021:



Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 31 dicembre 2021:



- (a) Il Segretario del Consiglio di Amministrazione e Board Counsel dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente.
- (b) Il Responsabile della funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato dell'istituzione e mantenimento al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Gianfranco Cariola è Director Internal Audit dal 1° aprile 2021, fino al 31 marzo 2021 il Director Internal Audit è stato Marco Patracchini.
- (c) Dal 7 febbraio 2022 il Direttore Generale Natural Resources è Guido Baluso.
- (d) Fino al 4 marzo 2022.

### I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità<sup>7</sup>, controllo interno e gestione dei rischi.

### Assetti organizzativi

Particolare attenzione, nel corso degli ultimi anni, è stata dedicata dal Consiglio agli assetti organizzativi della Società, inclusi alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi e di compliance. In particolare, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una funzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla funzione Legale. Inoltre, a giugno 2020, il Consiglio ha ridefinito la struttura organizzativa della Società con la costituzione di due Direzioni Generali (Energy Evolution e Natural Resources), varando un nuovo assetto coerente con la mission aziendale e funzionale al raggiungimento degli obiettivi strategici.

Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendale, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Responsabile Internal Audit, nonché la nomina dell'Organismo di Vigilanza. A tal fine, il Consiglio è supportato dal Comitato per le Nomine.

(7) Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.



85901/349

### Flussi informativi

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci. Questi ultimi, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e, anche tramite singoli componenti, alle riunioni del Comitato Controllo e Rischi, assicurando con quest'ultimo uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti. L'adeguatezza e tempestività dei flussi informativi verso il Consiglio di Amministrazione è oggetto di periodica valutazione da parte del Consiglio nell'ambito del processo annuale di autovalutazione (cfr. paragrafo successivo).

### Formazione e autovalutazione

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")<sup>8</sup>, di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari, anche al fine di proporre agli azionisti orientamenti sui profili per la composizione ottimale del futuro Consiglio. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati.

Con riferimento all'esercizio 2020, l'autovalutazione – del cui svolgimento si è dato atto nella Relazione dello scorso anno – si è conclusa nella riunione del 27 maggio 2021, con la presentazione, da parte del consulente, degli esiti del processo di autovalutazione, che ha rilevato, tramite utilizzo di questionari e interviste individuali, le caratteristiche di ruolo, responsabilità, dimensione, composizione e funzionamento del Consiglio e dei suoi Comitati. In tale riunione, sulla base degli esiti dell'autovalutazione, è stato approvato un action plan con alcune valutazioni e proposte di miglioramento dell'attività del Consiglio.

Con riferimento all'esercizio 2021, l'autovalutazione si è svolta in continuità rispetto al precedente esercizio, prendendo spunto dai risultati della Board Review 2020, nonché dalle valutazioni e proposte di miglioramento dell'attività del Consiglio costituenti l'action plan degli esiti dell'autovalutazione. Per l'esercizio 2021 si è stabilito di non procedere con la peer review. Il processo di autovalutazione si è svolto attraverso questionari ed interviste che hanno riguardato in particolare: (i) la dimensione, il funzionamento e la composizione del Consiglio e dei Comitati, tenendo anche conto di elementi quali le caratteristiche professionali, di esperienza, anche manageriale, e di diversità, anche di genere, dei suoi componenti, nonché della loro anzianità di carica; (ii) ruolo strategico e di monitoraggio del Piano, incluse le tematiche ESG e il sistema di controllo interno e la gestione dei rischi. L'attività di autovalutazione svolta per il 2021 si è conclusa nella riunione del 17 febbraio 2022, con la presentazione, da parte del consulente, degli esiti del processo, che hanno sia confermato gli elementi di positività, emersi già dalla precedente board review 2020, e il conseguimento delle iniziative di miglioramento espresse nell'action plan, sia evidenziato una ulteriore, molto positiva evoluzione di tutti i temi oggetto di analisi e valutazione. Inoltre, il Consiglio Eni, nel definire le modalità di svolgimento della Board Review valuta anche se effettuare una "Peer Review" dei consi-

(8) Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.

glieri, consistente nel giudizio di ciascun consigliere sul contributo fornito singolarmente dagli altri consiglieri ai lavori del Consiglio. La Peer Review, completata per cinque volte negli ultimi 9 anni e da ultimo completata contestualmente alla Board Review 2020, rappresenta una best practice fra le società quotate italiane; Eni è stata una delle prime società italiane a effettuarla sin dal 2012. La peer review 2020 ha evidenziato le principali dinamiche che influenzano il funzionamento del team, identificandone anche i numerosi punti di forza insieme alle aree di miglioramento. Inoltre, il Collegio Sindacale anche nel 2021 ha svolto la propria autovalutazione.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. A seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, si sono tenute numerose sessioni di induction aperte a Consiglieri e Sindaci, nell'ambito di riunioni sia del Consiglio e del Collegio Sindacale sia dei Comitati consiliari, su tematiche di competenza dei Comitati stessi. Nel corso del 2020 e del 2021 l'attività di formazione è proseguita attraverso attività di on going training e induction. In particolare, tra i temi affrontati si segnalano quelli relativi alla struttura aziendale e al suo modello di business, alla mission e al percorso di decarbonizzazione di Eni, alla sostenibilità, alla governance, alla compliance, al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, a tematiche contabili e fiscali, alla politica di remunerazione e al capitale umano, nonché in tema di normativa interna sulle operazioni con parti correlate, di cybersecurity e sulle strategie di business perseguite dalla Società nei settori di maggiore rilevanza.

#### La governance della sostenibilità

La struttura della governance di Eni rispecchia la volontà della Società di integrare la sostenibilità, intesa anche nell'accezione di "successo sostenibile" indicato dal Codice di Corporate Governance, all'interno del proprio modello di business. Al Consiglio di Amministrazione è riservato un ruolo centrale nella definizione, su proposta dell'Amministratore Delegato, delle politiche e delle strategie di sostenibilità, nell'identificazione di obiettivi annuali, quadriennali e di lungo termine condivisi fra funzioni e società controllate e nella verifica dei relativi risultati, che vengono anche presentati all'Assemblea degli azionisti. In particolare, un tema centrale su cui il CdA riveste un ruolo chiave è la sfida legata al processo di transizione energetica verso un futuro low carbon<sup>9</sup>.

Al riguardo si segnala che il processo di autovalutazione relativo al 2021, svolto con il supporto di un consulente esterno indipendente e completato a febbraio 2022<sup>10</sup> ha fornito giudizi estremamente positivi. Peraltro, si segnala che anche nel processo di autovalutazione relativo al 2020, conclusosi il 27 maggio 2021, le tematiche ESG avevano rappresentato un punto specifico di attenzione, e, in particolare, vi è stato un giudizio positivo del Consiglio sulla comprensione e attenzione a tali temi, che verranno continuativamente approfonditi e dettagliati.

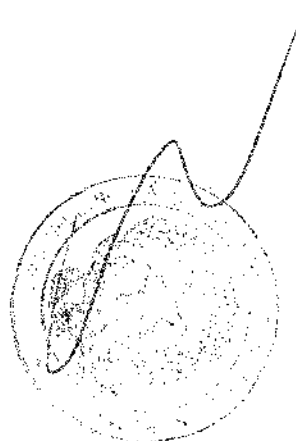
Inoltre, nell'ottica del perseguimento del successo sostenibile il Consiglio di Amministrazione di Eni, in linea con il Codice di Corporate Governance 2020 promuove il dialogo con gli azionisti e gli altri stakeholders rilevanti per la Società. In particolare, come già indicato, il Consiglio, su proposta della Presidente, formulata d'intesa con l'Amministratore Delegato, ha adottato la politica per la gestione del dialogo con la generalità degli azionisti, anche al fine di assicurare una comunicazione ordinata e coerente. Altro tema centrale che il CdA presidia è il rispetto dei Diritti

(9) Per approfondimenti sul ruolo del CdA nel processo di transizione energetica e nel perseguimento del successo sostenibile si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

(10) Sulla scorta degli esiti del processo di autovalutazione relativo all'ultimo anno di mandato del precedente Consiglio, relativi anche alla tematica del cambiamento climatico e del ruolo del Consiglio rispetto a questa sfida futura, il Consiglio uscente aveva espresso agli azionisti il proprio orientamento sulla composizione del futuro Consiglio che aveva evidenziato l'opportunità della presenza nel Consiglio da nominare, tra l'altro, di professionalità in possesso di competenze ed esperienze adeguate per una piena condivisione del percorso di decarbonizzazione nonché, con specifico riferimento al tema della transizione energetica e alla sua centralità nel piano strategico di Eni, l'importanza di professionalità con esperienza in contesti di cambiamento strategico di analoga complessità su scala globale, e "soft skills" quali la capacità di integrare le tematiche di sostenibilità nella visione del business, ha fornito agli Amministratori l'occasione di riflettere in maniera specifica sulle tematiche ESG ed al loro recepimento nelle policy interne, nonché sul Piano e sulla strategia di transizione energetica, sul cambiamento climatico, e sulla sostenibilità in generale, tematiche nei confronti delle quali il Consiglio.

Stalvo

am



DA



**Umani:** nel 2021 Eni ha proseguito il percorso intrapreso che aveva portato all'approvazione della Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani da parte del CdA di Eni a dicembre 2018, tra l'altro implementando il modello di gestione finalizzato a garantire lo svolgimento del processo di due diligence secondo gli United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGP). Inoltre, proseguendo nel percorso di trasformazione, nel mese di settembre 2019 il CdA di Eni ha approvato una nuova Mission aziendale, che prende ispirazione dai 17 Obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite e mette in luce i valori di Eni relativi al clima, all'ambiente, all'accesso all'energia, alla cooperazione e alle partnership per lo sviluppo, al rispetto delle persone e dei diritti umani. La mission evidenzia i principi che sono alla base del modello di business dell'azienda volto all'integrazione della sostenibilità in tutte le attività dell'azienda e che ha riguardo, oltre che per clima e ambiente, anche per la crescita, la valorizzazione e la formazione delle risorse umane, considerando la diversità come opportunità.

## I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2021

- Strategia finanziaria di sostenibilità e reportistica di sostenibilità 2021
- Rendicontazione di sostenibilità 2020: "Eni for"
- Aggiornamento dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act" e dell'Australian "Modern Slavery Act"
- Relazione Finanziaria 2020, inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)
- Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi di sostenibilità nella definizione dei piani di performance
- Risultati HSE 2020
- Piano quadriennale e di lungo termine (che include obiettivi sui temi non finanziari)

Grazie al crescente impegno nella trasparenza ed al modello di business costruito da Eni negli ultimi anni per creare valore sostenibile nel lungo termine, il titolo Eni ha conseguito le prime posizioni nei più diffusi rating ESG e confermato la propria presenza nei principali indici ESG<sup>11</sup>. In particolare, si segnala che nel 2021 Eni è stata inserita nell'indice MIB® ESG di Borsa Italiana, il nuovo indice di Borsa Italiana dedicato alle blue chip che eccellono nella performance ESG.

### Il Comitato Sostenibilità e Scenari

Nello svolgimento dei propri compiti in materia di sostenibilità, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito per la prima volta nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni propositive e consultive in materia di scenari e sostenibilità. Il Comitato rappresenta un importante presidio delle tematiche di sostenibilità integrate nel modello di business della Società<sup>12</sup>.

(11) Si rimanda al paragrafo "Rapporti con gli azionisti e il mercato" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021 ed alla pagina Investitori del sito per gli aggiornamenti puntuali su indici e rating ESG di rilevanza per i mercati finanziari.

(12) Per maggiori approfondimenti sulle attività svolte dal Comitato nel corso del 2021 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.

### La Politica di Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni contribuisce alla strategia aziendale, attraverso la definizione di sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico-finanziari, di sostenibilità ambientale e/o sociale e di transizione energetica, definiti in un'ottica di perseguimento dei risultati nel lungo periodo, tenendo conto delle prospettive di interesse dei diversi stakeholder.

La Politica sulla Remunerazione Eni risulta inoltre coerente con il modello di governo societario adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance, prevedendo in particolare che la remunerazione degli Amministratori, dei componenti del Collegio Sindacale e dei Direttori Generali e Dirigenti con responsabilità strategica sia funzionale al perseguimento del successo sostenibile della Società e tenga conto della necessità di disporre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dal ruolo ricoperto nella società (Principio XV del Codice di Corporate Governance).

A tal fine, la remunerazione del top management di Eni è definita in relazione ai ruoli e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per cariche analoghe o per ruoli di analogo livello di responsabilità e complessità, nell'ambito di panel di aziende nazionali e internazionali comparabili con Eni, anche in relazione al settore di riferimento e alle dimensioni aziendali, attraverso specifici confronti retributivi effettuati con il supporto di fornitori internazionali. Nell'ambito della Politica di Remunerazione Eni assume particolare rilevanza la componente variabile, anche a base azionaria, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, che rappresentano compiutamente le priorità essenziali della Società, in coerenza con il Piano Strategico e con le aspettative degli azionisti e degli altri stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale e ambientale, in coerenza con la natura a lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio. La Politica definita per il mandato 2020-2023 prevede pertanto il mantenimento, nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, di un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 25%), focalizzato sui temi di sicurezza e di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG (Scope 1+2), nonché, a partire dal 2021, uno specifico indicatore relativo all'incremento della capacità installata nell'ambito delle fonti rinnovabili (peso 12,5%).

Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022, prevede inoltre un obiettivo relativo ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su una serie di traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica e all'economia circolare.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società ([www.eni.com](http://www.eni.com)) ed è sottoposta, al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa<sup>13</sup>.

(13) Ai sensi di quanto previsto dall'art. 123-ter, comma 3-bis, del D.Lgs. n. 58/98.

Calvosa

am

am



#### **Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi<sup>(14)</sup>**

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso a vari livelli dell'assetto organizzativo e societario, costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture organizzative finalizzate ad una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, al fine di contribuire al successo sostenibile della società.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi trova fondamenta anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e qualunque terza parte che collabori o lavori in nome o per conto o nell'interesse di Eni.

La Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione. Inoltre, aderendo al nuovo Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione Eni, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi (SCIGR), già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario<sup>(15)</sup>.

Tra queste, per rafforzare l'integrazione tra pianificazione strategica e controlli interni e gestione dei rischi, il Consiglio di Amministrazione ha previsto che siano definite, su proposta dell'Amministratore Delegato, e con il supporto del Comitato Controllo e Rischi, nell'ambito del Piano strategico, in coerenza con le strategie della società, delle linee di indirizzo "operative" del SCIGR, ulteriori rispetto al modello SCIGR contenuto nella relativa normativa interna.

È stato previsto, inoltre, che l'attuazione delle linee di indirizzo operative del SCIGR sia sottoposta a un monitoraggio periodico sulla base di una relazione dell'Amministratore Delegato.

Eni si è inoltre dotata di un modello di riferimento del processo di Compliance Integrata, che insieme al Modello 231 e al Codice Etico, è finalizzato ad assicurare che tutte le persone che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di business operino nel pieno rispetto delle regole di integrità, delle leggi e delle normative applicabili in un quadro regolamentare nazionale e internazionale sempre più complesso definendo un processo articolato, sviluppato con un approccio risk-based, per la gestione delle attività di prevenzione delle non-conformità.

In quest'ottica sono state elaborate metodologie di valutazione dei rischi finalizzate a modulare i controlli, a calibrare le attività di monitoraggio e a pianificare le attività di formazione e comunicazione in funzione del rischio di compliance sottostante le diverse fattispecie, per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza. Il processo di Compliance Integrata è stato disegnato in modo da stimolare l'integrazione tra chi opera nelle attività di business e le funzioni aziendali poste a presidio dei vari rischi di compliance, siano esse interne o esterne alla funzione Compliance Integrata.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato, su proposta dell'Amministratore Delegato, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti) che, aggiornando per gli aspetti relativi agli "emittenti" la precedente normativa Eni, recepisce le modifiche introdotte dal Regolamento n. 596/2014/UE del 16 aprile 2014 e dai relativi Regolamenti di attuazione, nonché dalle norme nazionali, tenendo conto degli orientamenti istituzionali italiani ed esteri in materia. La normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato. Per assicurare la salvaguardia del patrimonio aziendale, la tutela degli interessi degli azionisti e

(14) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.

(15) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.

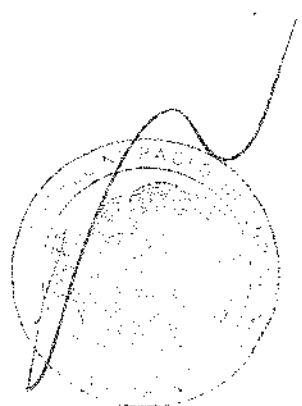
85091/354

43

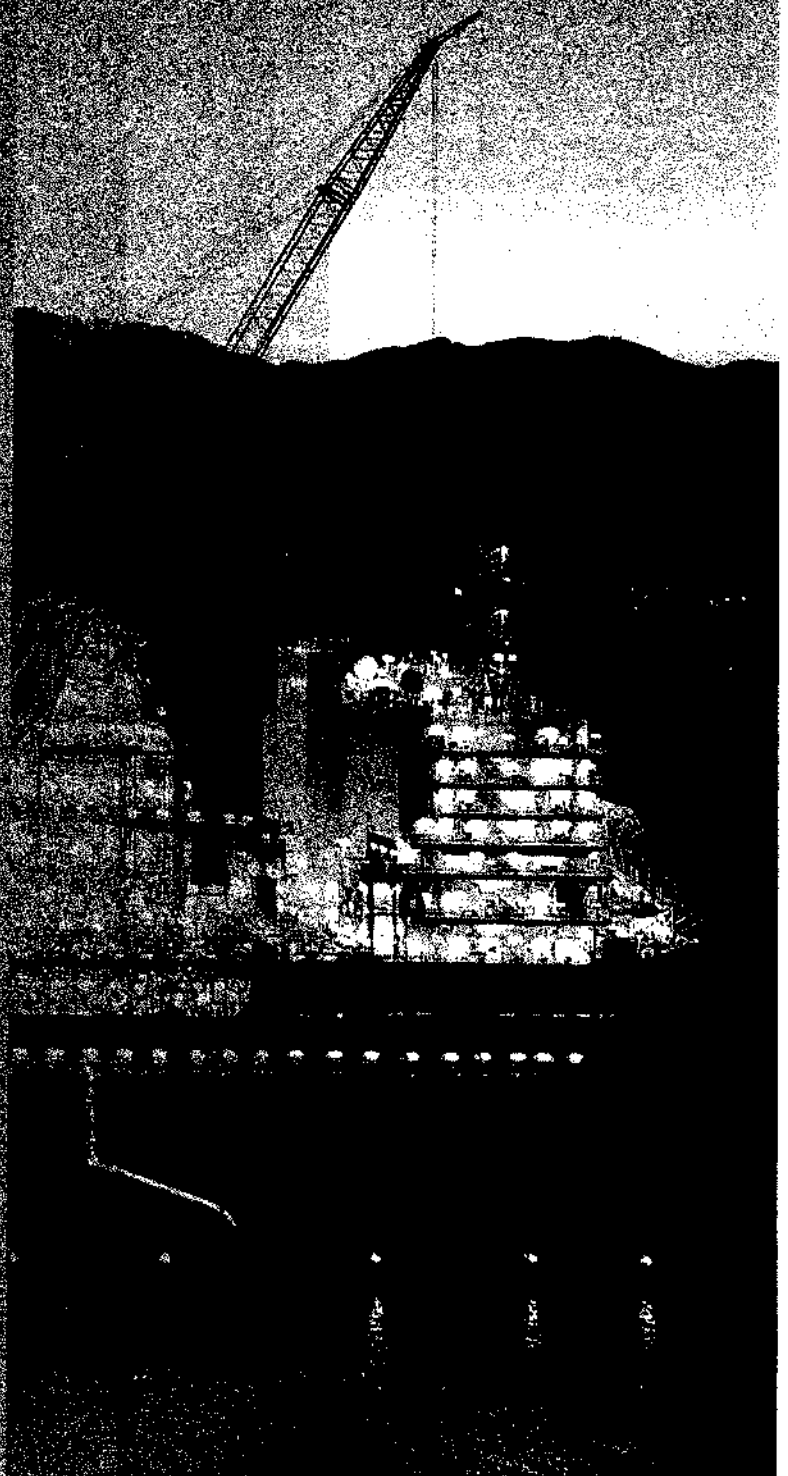
del mercato, così come la trasparenza e l'integrità dei comportamenti, Eni si è dotata – attuando le previsioni regolamentari di Consob – di una normativa in materia di operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate che, il Consiglio di Amministrazione di Eni, ha da ultimo aggiornato, previo parere favorevole e unanime del Comitato Controllo e Rischi, nel corso del 2021. Oltre alle modifiche di adeguamento normativo, si è tenuto conto dell'esperienza applicativa maturata, nonché delle indicazioni dei Comitati consiliari e degli organi di controllo.

Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari che si avvale della struttura del Chief Financial Officer. Un ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Corporate Governance, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

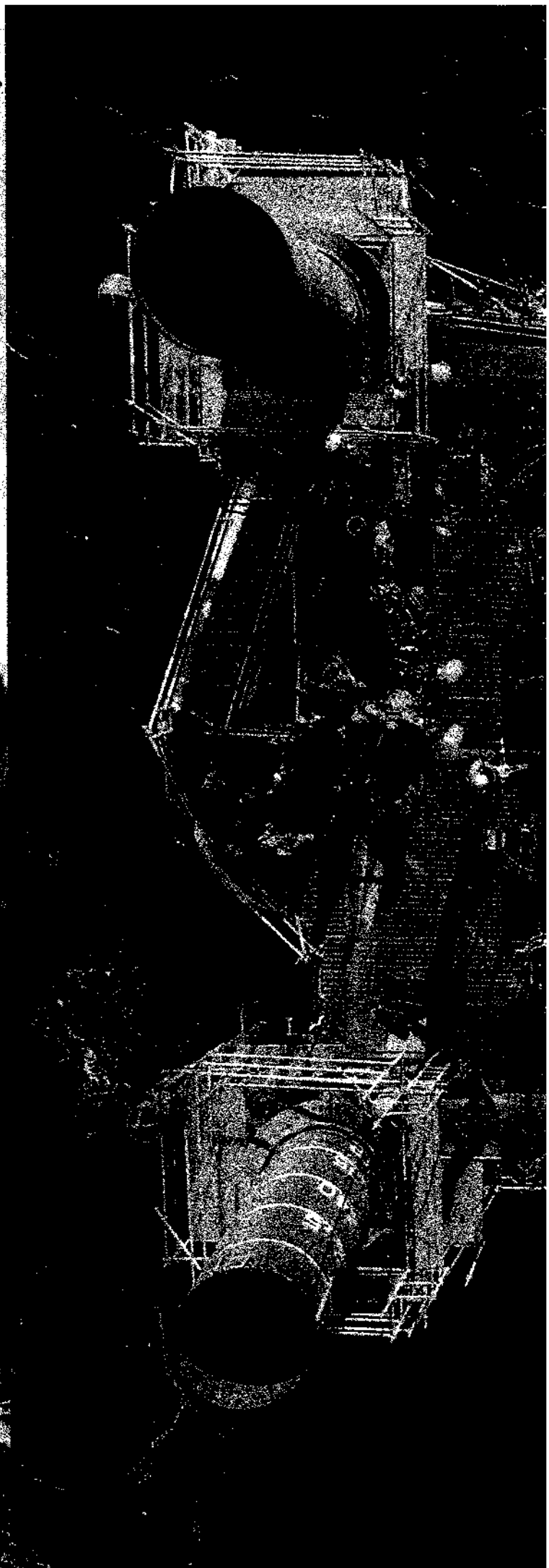
*DeLuca**[Signature]**[Signature]*

# Natural Resources





8599 1/356



# Exploration & Production

>700 mln boe

Nuove risorse esplorative  
equity scoperte al costo  
competitivo di 1,3 \$/boe

## Progetto HyNet

per la cattura/stoccaggio  
della CO<sub>2</sub> nel Regno Unito  
Firmati 19 accordi con imprese  
locali per lo stoccaggio  
delle emissioni

Net carbon footprint  
upstream -26% vs 2018

Nel 2021 raggiunti progressi in linea  
con il nuovo target del -65% nel 2025  
e net zero al 2030

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) <sup>(a)</sup>	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,25	0,28	0,33
di cui: dipendenti		0,09	0,18	0,18
contrattisti		0,30	0,37	0,37
Profit per boe <sup>(b,c)</sup>	(\$/boe)	4,8	3,8	7,7
Opex per boe <sup>(d)</sup>		7,5	6,5	6,4
Cash flow per boe		20,6	9,8	18,6
Finding & Development cost per boe <sup>(e,f)</sup>		20,4	17,6	15,5
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		51,49	28,92	43,54
Produzione di idrocarburi <sup>(g)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	1.682	1.733	1.871
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.628	6.905	7.268
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,8	10,9	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	55	43	92
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.409	9.815	10.272
di cui all'estero		6.045	6.123	6.781
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) <sup>(h)</sup>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	22,3	21,1	22,8
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata <sup>(i,j)</sup>	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di boe)	20,2	20,0	19,6
Emissioni fuggitive di metano <sup>(k)</sup>	(migliaia di tonnellate di CH <sub>4</sub> )	9,2	11,2	21,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine <sup>(l)</sup>	(miliardi di Sm <sup>3</sup> )	1,2	1,0	1,2
Net carbon footprint upstream (Scope 1 + 2) <sup>(m)</sup>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	11,0	11,4	14,8
Oli spill operativi (>1 barile) <sup>(n)</sup>	(barili)	436	882	988
Acqua di produzione reiniettata <sup>(o)</sup>	(%)	58	53	58

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Medio triennale.

(d) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(e) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a 1.041 mln di boe, 1.009 mln di boe e 1.114 mln di boe, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019.

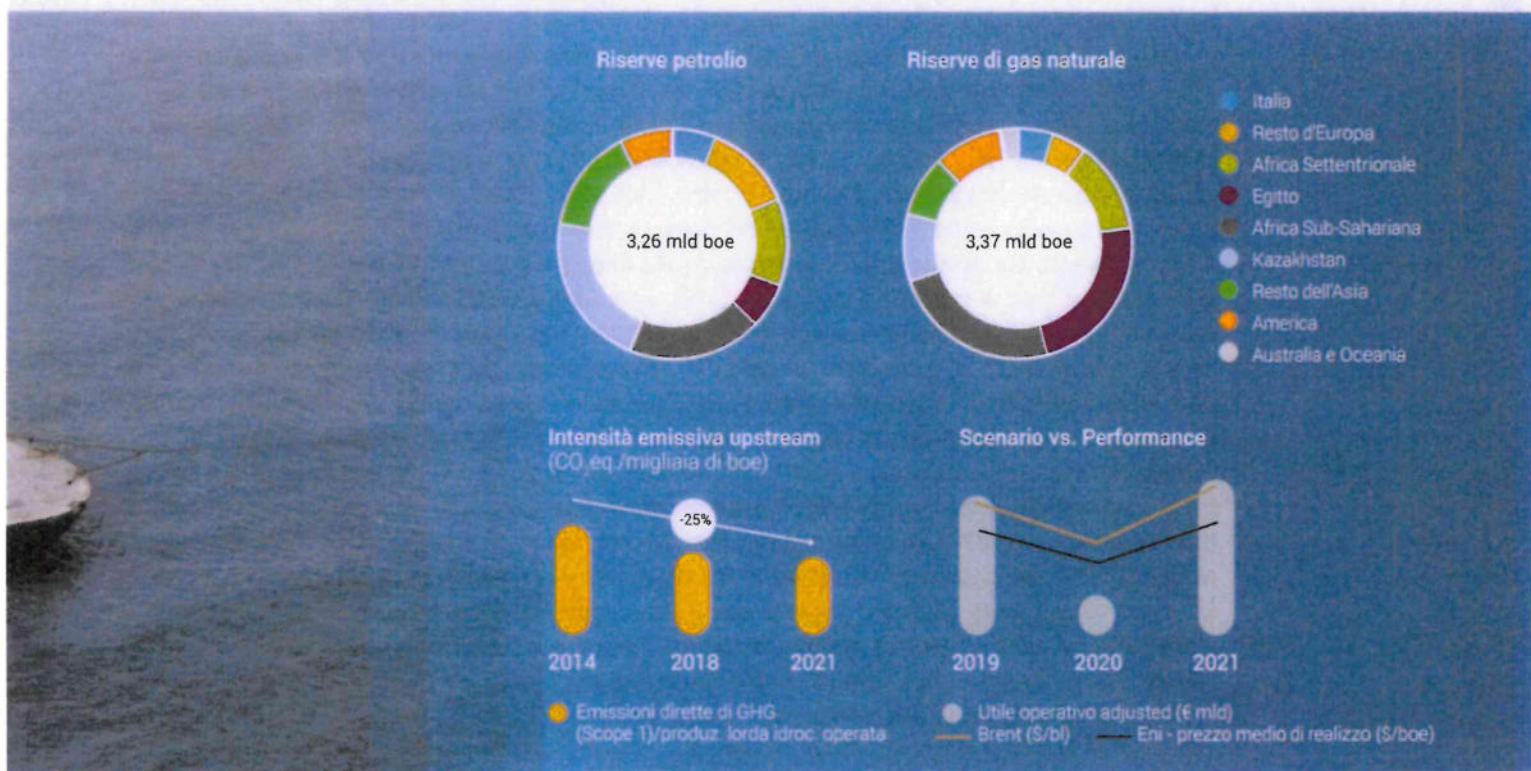
(f) Calcolato su base equity ed include i carbon sink.



85991/358

47

*Valenza*



## Performance dell'anno

- ▶ L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è stato pari allo 0,25, in miglioramento del 9%, confermando l'impegno Eni nelle diverse attività operative per la riduzione degli infortuni.
- ▶ Emissioni dirette di GHG (Scope 1) da asset operati in aumento del 6% rispetto al 2020, principalmente per la ripresa delle attività.
- ▶ Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata pari a 20,2 tonnellate di CO<sub>2</sub>eq./migliaia di boe, sostanzialmente stabile rispetto al 2020.
- ▶ Emissioni fuggitive di metano da asset operati in riduzione del 18% rispetto al 2020 in relazione al costante monitoraggio periodico in sito e delle relative attività di manutenzione.
- ▶ Net carbon footprint upstream (emissioni nette di GHG Scope 1 + Scope 2 contabilizzate su base equity al netto dei carbon sink) in lieve miglioramento rispetto al 2020.
- ▶ Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine in asset operati in aumento del 12% rispetto al 2020, principalmente a causa della ripresa delle attività presso gli impianti di Abu-Attifel ed El Feel in Libia, rimasti fermi per quasi tutto il 2020.
- ▶ Oil spill operativi più che dimezzati rispetto al 2020, grazie alla prosecuzione dell'azione di misure tecniche nelle attività operative.
- ▶ Acqua di produzione reiniettata in aumento rispetto al 2020 grazie alla completa ripresa delle attività di reiniezione in Congo e in Libia.
- ▶ Produzioni di idrocarburi pari a 1,7 milioni di boe/giorno a parità di prezzo. La crescita è stata sostenuta dal ramp-up delle produzioni gas dei giant Zohr in Egitto e Merakes in Indonesia, quest'ultimo avviato in aprile. La performance è stata condizionata dalla maggiore attività di manutenzione in Norvegia, Italia e Regno Unito, dalla minore attività in Nigeria e dal declino dei campi maturi.
- ▶ Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2021 ammontano a 6,6 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 69 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 55%. Media triennale del tasso di rimpiazzo all sources pari al 73%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni (10,9 anni nel 2020).

*Handwritten signature and stamp.*



## Iniziative di decarbonizzazione

- ▶ I progetti per la cattura di CO<sub>2</sub> e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nell'ambito della strategia di transizione energetica di Eni. In particolare, il progetto integrato HyNet nel Regno Unito, in cui Eni è operatore al 100% per il trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub> in giacimenti gas esauriti nella baia di Liverpool, ad ottobre 2021, è stato selezionato dalle autorità britanniche tra i 2 prioritari che, per primi, riceveranno finanziamenti erogati dal fondo governativo britannico Carbon Capture Storage Infrastructure Fund (CCSiF) gestito da BEIS (il dipartimento per Business, Energy & Industrial Strategy) per supportare con 1 miliardo di sterline la realizzazione nel Regno Unito di almeno 4 hub di CCS entro il 2030. Il progetto fornirà un importante supporto al processo di decarbonizzazione del Paese contribuendo con 10 milioni di tonnellate per anno a regime rispetto alla recente ambizione espressa nella Strategia Net Zero (ottobre 2021) di 20-30 milioni di tonnellate all'anno di capacità di stoccaggio di CO<sub>2</sub> e per l'80% ai 5 GW di idrogeno a basse emissioni di carbonio, obiettivo fissato dal governo britannico per il 2030. Altra iniziativa in corso riguarda la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> nei giacimenti esauriti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate di stoccaggio. Facendo leva sullo sviluppo di progetti CCS, il target è di raggiungere una capacità di stoccaggio in quota pari a 7 milioni di tonnellate/anno nel 2030.
- ▶ Proseguono le iniziative Eni nell'ambito di Natural Climate Solutions, tra cui i progetti mirati alla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo e inquadrati nello schema REDD+ delle Nazioni Unite. In particolare, nel corso del 2021, oltre il Luangwa Community Forest, si sono aggiunti ulteriori progetti nella Repubblica dello Zambia e in Tanzania. Eni continua a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre collaborazioni con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America Latina ed Asia. Le iniziative identificate e pianificate consentiranno di assicurare la compensazione delle emissioni residue nell'ambito della strategia di decarbonizzazione Eni.
- ▶ In Africa firmati accordi di collaborazione con i governi di Kenya, Angola, Congo, Costa d'Avorio, Benin, Mozambico e Ruanda per progetti di biofuel attraverso la creazione di filiere integrate di agro-biofeedstock non in competizione con la catena alimentare per approvvigionare le bioraffinerie Eni e decarbonizzare il mix energetico locale. In particolare, i progetti finalizzati alla produzione di tali feedstock assicurano sicurezza e continuità di approvvigionamento di cariche sostenibili (Low ILUC) e de-risking rispetto agli acquisti da mercato. Il modello di sviluppo di tali iniziative inoltre valorizza aspetti ambientali, in quanto contribuisce alla decarbonizzazione dei prodotti commercializzati e permette il recupero di terreni degradati e di combattere la deforestazione, nonché sociali con ricadute sul territorio in termini di occupazione, creazione di reddito rurale e accesso al mercato per gli agricoltori. Il modello massimizza le tutele dei diritti umani nonché promuove la salute, la sicurezza alimentare e il diritto di accesso alla terra delle popolazioni rurali.
- ▶ Finalizzato l'accordo con il Gruppo Bonifiche Ferraresi per la costituzione di una joint venture paritetica per lo sviluppo di progetti di ricerca e sperimentazione agricola di sementi di piante oleaginose da utilizzare come feedstock nelle bioraffinerie Eni. L'accordo prevede inoltre l'acquisto da parte di Eni di una partecipazione di minoranza nella controllata di BF Bonifiche Ferraresi e nella stessa BF SpA.
- ▶ Raggiunta da Solenova, joint-venture tra Eni e Sonangol, la Decisione Finale di Investimento (FID) e la firma del contratto di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC) della prima fase del progetto fotovoltaico di Caraculo, situato nella provincia di Namibe in Angola, il cui avvio è previsto nel quarto trimestre del 2022. L'impianto avrà una capacità totale di 50 MW e la sua realizzazione avverrà in fasi, la prima delle quali prevederà il raggiungimento della capacità di 25 MW.
- ▶ Firmato Memorandum of Understanding con la compagnia australiana Santos per identificare potenziali opportunità di collaborazione nell'ambito di progetti di cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO<sub>2</sub> ed estendere la cooperazione nello sviluppo di idrocarburi nel nord dell'Australia. Altri accordi sono stati finalizzati in Egitto e Norvegia.

## Esplorazione

- ▶ L'attività esplorativa ottiene nel 2021 risultati eccellenti con la scoperta di oltre 700 milioni di boe di nuove risorse al costo competitivo di 1,3 \$/barile. L'esplorazione si conferma ancora elemento distinti-

8590 1/360

vo del modello upstream e i risultati raggiunti hanno consentito a Eni di ottenere il titolo di "explorer of the Year 2021" da parte della World Energy Capital Assembly.

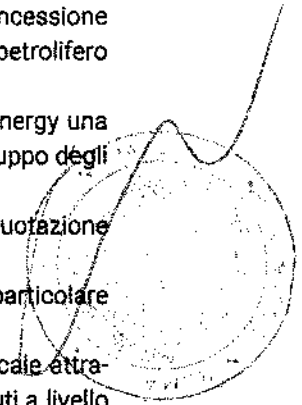
- L'esplorazione conferma il proprio track-record con la scoperta di Baleine nel blocco CI-101 operato, nell'offshore della Costa d'Avorio, che ha identificato un accumulo stimato di circa 2 miliardi di barili di olio in posto e 2,4 trilioni di piedi cubi (TCF) di gas associato. La FID per la Fase 1 del progetto di sviluppo è stata raggiunta solo dopo cinque mesi dalla scoperta. In particolare, è stato definito con le autorità del Paese il piano di sviluppo della scoperta di Baleine in modalità fast-track e per fasi con avvio in early production nel primo semestre 2023 e successivo ramp-up. Il progetto sarà il primo sviluppo a net-zero emission (Scope 1 e 2) del continente africano. La carbon neutrality sarà raggiunta utilizzando una combinazione di leve di compensazione delle emissioni tramite progetti di distribuzione di Improved Cookstoves (Sviluppo Sostenibile) e di conservazione delle foreste (REDD+). La scoperta di Baleine conferma l'impegno Eni di generare valore riducendo al contempo l'impronta di carbonio e l'attenzione a migliorare il time-to-market delle scoperte esplorative.
- Importanti risultati sono stati raggiunti con scoperte near-field in Angola, dove la scoperta a olio di Cuica-1 consentirà di allungare la vita utile della FPSO che opera il blocco, in Ghana, con la scoperta a olio di Eban nel blocco operato CTP 4 in prossimità dell'hub produttivo Sankofa, e in Messico, con la scoperta a olio nel prospetto esplorativo Sayulita che fa seguito a quella di Saasken nel 2020. Altri successi esplorativi sono stati conseguiti in Egitto, Indonesia, Norvegia e Regno Unito.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato con circa 15.800 chilometri quadrati di nuovi permessi in Angola, Costa d'Avorio, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Norvegia, Regno Unito e Vietnam.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2021 sono pari a €558 milioni (€510 milioni nel 2020) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €364 milioni (€314 milioni nel 2020) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. In particolare nell'ambito dell'attività esplorativa e di appraisal sono state rilevate radiazioni per €331 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Gabon, Montenegro, Myanmar, Bahrain, Egitto e Angola. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €35 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti per fattori geopolitici e ambientali. A fine esercizio risultano 100 pozzi in progress (52,4 in quota Eni).

Khalil

am

## Sviluppo

- Conseguito lo start-up produttivo dei progetti:
  - in Indonesia, nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%), nelle acque profonde del Kalimantan Orientale, con l'avvio del progetto gas di Merakes;
  - in Angola, con "tie-in" delle scoperte satelliti Cuica e Cabaca North nel Blocco offshore 15/06 operato, in sinergia con le FPSO presenti nell'area;
  - nell'onshore dell'Emirato di Sharjah, con il progetto a gas e condensati di Mahani nella Concessione Area B (Eni 50%). Lo start-up è stato raggiunto in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero ed entro un anno dalla dichiarazione di scoperta.
- In Angola firmato l'accordo con BP per la costituzione della joint venture paritetica Azure Energy una business combination dei rispettivi portafogli upstream che permetterà di accelerare lo sviluppo degli asset nel Paese.
- Eni e il fondo di private equity HitecVision, azionisti di Vår Energi, hanno completato l'iter di quotazione della venture presso la borsa norvegese con il collocamento di un interest di circa l'11,2%.
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €3,4 miliardi, realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Angola, Stati Uniti, Messico, Emirati Arabi Uniti, Indonesia ed Iraq.
- Eni prosegue il suo impegno in iniziative e programmi per la promozione dello sviluppo locale attraverso un approccio distintivo che si basa inoltre su collaborazioni con altri attori riconosciuti a livello internazionale anche con partnership pubblico-private. In particolare, nel gennaio 2022 è stato firmato un accordo con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) in Messico per identificare iniziative congiunte che contribuiscano allo sviluppo sostenibile dell'economia locale; in più nel febbraio 2022 in collaborazione con l'Unione Europea e l'UNICEF, ha avviato un



Khalil

83901/361

progetto in partnership con il Governatorato di Bassora in Iraq, volto a migliorare la qualità dell'acqua. Inoltre, continuano le iniziative in Angola con Halo Trust, per lo sminamento dei terreni nella provincia di Benguela, e il programma con la FAO per promuovere l'accesso dell'acqua in Nigeria.

- ▶ Nel 2021 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €65 milioni (€59 milioni nel 2020); depositate 6 domande di brevetto.

## RISERVE

### GENERALITÀ

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare, sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

### GOVERNANCE DELLE RISERVE

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore<sup>(1)</sup>; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2016.



degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio, indirizzo Georisorse, nel 2000 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

## VALUTAZIONE INDIPENDENTE DELLE RISERVE

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione<sup>2</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2021<sup>3</sup> da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Société Générale de Surveillance hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2021 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2021<sup>4</sup>. Nel triennio 2019-2021 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 93%<sup>5</sup> del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2021 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Belayim in Egitto e i campi dell'Area 1 in Messico.

## EVOLUZIONE

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

	(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2020		5.984	921	6.905
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)		68	76	144
Effetto prezzo		48	148	196
Promozioni nette		116	224	340
Portfolio		(3)		(3)
Produzione		(526)	(88)	(614)
Riserve certe al 31 dicembre 2021		5.571	1.057	6.628
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)			55

(2) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott. Nel 2018 e 2021 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Générale de Surveillance.

(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2021.

(4) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

(5) La percentuale sale al 94% considerando le riserve del progetto A-LNG (Eni 13,6%) certificate nel 2020 da Gaffney Cline per conto degli shareholders del consorzio che opera il progetto.

## RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate	2021			2020			2019		
<b>Italia</b>	197	25.994	369	178	9.862	243	194	21.298	333
<i>Sviluppate</i>	146	20.635	283	146	7.934	199	137	18.592	258
<i>Non sviluppate</i>	51	5.359	86	32	1.928	44	57	2.706	75
<b>Resto d'Europa</b>	34	7.005	81	34	5.882	73	41	7.398	89
<i>Sviluppate</i>	34	6.849	80	31	5.489	68	37	6.840	82
<i>Non sviluppate</i>		156	1	3	393	5	4	558	7
<b>Africa Settentrionale</b>	393	64.357	820	383	62.336	798	468	77.532	974
<i>Sviluppate</i>	225	22.119	379	243	28.707	434	301	38.927	553
<i>Non sviluppate</i>	168	42.238	447	140	33.629	364	167	38.605	421
<b>Egitto</b>	210	117.547	992	227	132.859	1.110	264	146.993	1.225
<i>Sviluppate</i>	164	103.519	852	172	127.730	1.022	149	135.274	1.033
<i>Non sviluppate</i>	46	14.028	140	55	5.129	88	115	11.719	192
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	589	83.628	1.145	624	109.397	1.352	694	116.195	1.453
<i>Sviluppate</i>	435	49.801	766	469	49.581	799	519	52.609	863
<i>Non sviluppate</i>	154	33.827	379	155	59.816	553	175	63.586	590
<b>Kazakhstan</b>	710	48.296	1.032	805	56.725	1.182	746	55.747	1.108
<i>Sviluppate</i>	641	48.287	963	716	56.725	1.093	682	55.743	1.046
<i>Non sviluppate</i>	69	9	69	89		89	64	4	62
<b>Resto dell'Asia</b>	476	43.101	762	579	44.992	879	491	38.203	742
<i>Sviluppate</i>	262	27.501	445	297	19.094	424	245	19.403	372
<i>Non sviluppate</i>	214	15.600	317	282	25.898	455	246	18.800	370
<b>America</b>	237	7.753	288	224	4.961	256	225	6.785	268
<i>Sviluppate</i>	164	5.936	203	143	3.075	162	148	5.282	182
<i>Non sviluppate</i>	73	1.817	85	81	1.886	94	77	1.503	86
<b>Australia e Oceania</b>	1	12.103	82	1	13.420	91	1	14.350	95
<i>Sviluppate</i>	1	7.525	51	1	8.927	60	1	9.118	61
<i>Non sviluppate</i>		4.578	31		4.493	31		5.232	34
<b>Totale società consolidate</b>	2.847	409.784	5.571	3.055	440.434	5.984	3.124	484.501	6.287
<i>Sviluppate</i>	2.072	292.172	4.016	2.218	307.262	4.261	2.219	341.788	4.450
<i>Non sviluppate</i>	775	117.612	1.555	837	133.172	1.723	905	142.713	1.837
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
<b>Resto d'Europa</b>	378	18.533	502	400	14.448	496	424	21.869	567
<i>Sviluppate</i>	175	12.959	261	176	11.756	254	219	16.914	330
<i>Non sviluppate</i>	203	5.574	241	224	2.692	242	205	4.955	237
<b>Africa Settentrionale</b>	9	271	10	12	379	14	12	388	16
<i>Sviluppate</i>	9	271	10	12	379	14	12	388	16
<i>Non sviluppate</i>									
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	21	36.374	263	18	10.331	87	10	8.155	63
<i>Sviluppate</i>	9	4.678	39	15	4.830	47	7	2.520	23
<i>Non sviluppate</i>	12	31.696	224	3	5.501	40	3	5.635	40
<b>America</b>	6	41.348	282	30	44.149	324	31	46.661	335
<i>Sviluppate</i>	6	41.348	282	30	44.149	324	31	46.661	335
<i>Non sviluppate</i>									
<b>Totale società in joint venture e collegate</b>	414	96.526	1.057	460	69.307	921	477	77.073	981
<i>Sviluppate</i>	199	59.256	592	233	61.114	639	269	66.483	704
<i>Non sviluppate</i>	215	37.270	465	227	8.193	282	208	10.590	277
<b>Totale riserve certe</b>	3.261	506.310	6.628	3.515	509.741	6.905	3.601	561.574	7.268
<i>Sviluppate</i>	2.271	351.428	4.608	2.451	368.376	4.900	2.488	408.271	5.154
<i>Non sviluppate</i>	990	154.882	2.020	1.064	141.365	2.005	1.113	153.303	2.114

85001/364

Le riserve certe al 31 dicembre 2021 sono pari a 6.628 milioni di boe, di cui 5.571 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 340 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime per 258 milioni di boe riferite principalmente ai campi E Structure in Libia, Val d'Agri in Italia, Karachaganak in Kazakhstan e Zubair in Iraq. Le revisioni di precedenti stime includono l'effetto prezzo positivo di 196 milioni di boe, principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 41 \$/barile nel 2020 a 69 \$/barile nel 2021 con conseguente recupero delle riserve non economiche allo scenario 2020 i cui effetti sono stati parzialmente compensati da entitlements complessivamente negativi nei contratti di PSA; (ii) nuove scoperte ed estensioni per 70 milioni di boe a seguito principalmente alla decisione finale di investimento nel progetto New Gas Consortium e nei progetti Cuica e Ndungu del Blocco operato 15/06 in Angola; nel progetto Tommeliten Alpha Development nella PL044 e altri asset minori in Norvegia; nonché nei progetti BKNEP, Zas e Ret nel Berkine Nord in Algeria; e (iii) miglioramenti da recupero assistito di 12 milioni di boe riferiti essenzialmente al progetto Oooguruk negli Stati Uniti.

Le operazioni di portafoglio si riferiscono alla cessione del blocco OML 17 in Nigeria e alle acquisizioni nei campi Lucius negli Stati Uniti e Conwy nel Regno Unito.

Il tasso di rimpiazzo organico<sup>6</sup> e all sources delle riserve certe si attesta al 55%. La vita utile residua delle riserve è pari a 10,8 anni (10,9 anni nel 2020).

Per ulteriori informazioni si rimanda alle informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

Khalosa

## RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021 ammontano a 2.020 milioni di boe, di cui 990 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 155 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 775 milioni di barili di liquidi e 118 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	2.005
Promozioni	(232)
Nuove scoperte ed estensioni	62
Revisioni di precedenti stime	174
Miglioramenti da recupero assistito	11
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021	2.020

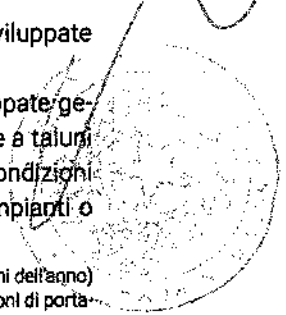
Nel 2021 la conversione a riserve certe sviluppate (-232 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi in particolare ai giacimenti di Merakes in Indonesia, di Mitzon in Messico nonché al progetto GNL in Nigeria. Per ulteriori informazioni si rimanda alle informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno per la promozione delle riserve non sviluppate sono pari a circa €4,8 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o

(6) Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

am



Khalosa



8599 1/365

l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. I volumi di riserve certe non sviluppate rimasti tali per 5 o più anni sono pari a 0,45 miliardi di boe, in riduzione rispetto al 2020. Tali riserve sono concentrate principalmente: (i) in Iraq (0,10 miliardi di boe) nel giacimento di Zubair dove lo sviluppo delle residue riserve sta proseguendo con la perforazione e messa in produzione di nuovi pozzi attraverso le strutture esistenti già dimensionate in funzione del plateau produttivo atteso di 700 mila boe/giorno; (ii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,30 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; e (iii) in alcuni giacimenti in Italia (0,05 miliardi di boe) dove lo sviluppo è tuttora in corso.

## IMPEGNI CONTRATTUALI DI FORNITURA

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 623 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela. I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione prevede di coprire circa il 93% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

## PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2021 è stata di 1,682 milioni di boe/giorno, in riduzione del 2,2% a parità di prezzo rispetto al 2020 a seguito delle maggiori manutenzioni in Norvegia, Italia e Regno Unito, la minore attività in Nigeria e il declino dei giacimenti maturi. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla robusta performance in Egitto e Indonesia grazie ai ramp-up dei flagship project rispettivamente di Zohr e Merakes in un contesto di forte domanda globale per il gas e il GNL e grazie anche al riavvio del terminale di liquefazione di Damietta, nonché per il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni oggetto di cap, in particolare negli Emirati Arabi Uniti e in Kazakhstan.

La produzione di petrolio è stata di 813 mila barili/giorno in riduzione del 4% rispetto al 2020. L'effetto prezzo, la riduzione in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati in parte compensati dalla crescita produttiva registrata in Egitto e dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni. La produzione di gas naturale è stata di 131 milioni di metri, in riduzione del 2% rispetto al 2020. Il declino dei giacimenti maturi e la minore attività in Nigeria sono stati in parte compensati dal ramp-up delle produzioni di Zohr (Egitto) e Merakes (Indonesia) sostenuto dalla forte domanda a livello globale.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 567 milioni di boe. La differenza di 47 milioni di boe rispetto alla produzione di 614 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (42 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (295 milioni di barili) è stata destinata per circa il 63% al business Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (41 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 16% al settore Global Gas & LNG Portfolio.

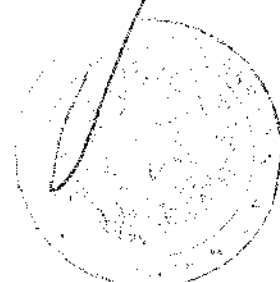
85001/366

PRODUZIONE ANNUALE DI IDROCARBURI<sup>(a)(b)</sup>

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2021			2020			2019		
Italia	13	2,6	30	17	3,3	39	19	3,9	45
Resto d'Europa	7	1,2	15	8	1,6	19	8	1,8	20
Regno Unito	7	1,2	15	8	1,6	19	8	1,8	20
Africa Settentrionale	45	7,5	95	41	7,9	93	61	11,9	138
Algeria	20	1,7	31	19	1,6	30	23	1,2	30
Libia	24	5,6	62	21	6,2	61	37	10,6	106
Tunisia	1	0,2	2	1	0,1	2	1	0,1	2
Egitto	30	15,2	131	24	12,5	106	27	15,6	129
Africa Sub-Sahariana	73	5,0	106	80	7,1	127	91	6,4	133
Angola	33	0,5	37	33	0,6	37	37	0,7	42
Congo	16	1,4	25	18	1,4	27	22	1,5	32
Ghana	8	0,9	13	9	0,9	15	9	1,0	15
Nigeria	16	2,2	31	20	4,2	48	23	3,2	44
Kazakhstan	37	2,4	53	40	2,9	60	36	2,8	55
Resto dell'Asia	29	5,3	65	32	4,8	64	32	5,2	66
Cina							1		1
Emirati Arabi Uniti	17	0,2	18	17	0,1	18	18	0,1	19
Indonesia		3,3	23		2,6	17		3,2	21
Iraq	9	0,7	14	11	0,8	17	10	0,8	15
Pakistan		0,6	4		0,8	5		1,1	7
Timor Leste	1	0,4	3	1	0,5	4			
Turkmenistan	2	0,1	3	3		3	3		3
America	19	0,8	25	21	1,0	28	20	0,7	24
Ecuador							2		2
Messico	4	0,2	6	4	0,1	5	1		1
Stati Uniti	15	0,6	19	17	0,9	23	17	0,7	21
Australia e Oceania	0	0,9	5	0	0,9	6	1	1,4	10
Australia		0,9	6		0,9	6	1	1,4	10
	253	40,9	526	263	42,0	542	295	49,7	620
Società in joint venture e collegate									
Angola	1	0,9	7	1	1,0	8	2	1,0	8
Norvegia	41	3,4	63	42	3,8	68	27	1,9	40
Tunisia	1		1	1		1	1		1
Venezuela	1	2,5	17	1	2,2	15	1	2,0	14
	44	6,8	88	45	7,0	92	31	4,9	63
Totale	297	47,7	614	308	49,0	634	326	54,6	683

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (42, 45 e 45 milioni di boe, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019).



05991/367

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI<sup>(a)(b)</sup>

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate	2021			2020			2019		
Italia	36	7,1	83	47	9,0	107	53	10,7	123
Resto d'Europa	19	3,4	41	23	4,5	52	23	4,9	55
Regno Unito	19	3,4	41	23	4,5	52	23	4,9	55
Africa Settentrionale	124	20,4	259	112	21,4	255	166	32,5	379
Algeria	54	4,7	85	53	4,3	81	62	3,2	83
Libia	67	15,3	168	56	16,8	168	101	29,0	291
Tunisia	3	0,4	6	3	0,3	6	3	0,3	5
Egitto	82	41,8	360	64	34,1	291	75	42,7	354
Africa Sub-Sahariana	198	13,9	291	218	19,2	345	249	17,6	363
Angola	91	1,6	101	89	1,6	100	102	1,9	113
Congo	44	3,8	70	49	3,7	73	59	4,2	87
Ghana	20	2,4	36	24	2,5	41	24	2,8	42
Nigeria	43	6,1	84	56	11,4	131	64	8,7	121
Kazakhstan	102	6,6	146	110	8,0	163	100	7,7	150
Resto dell'Asia	80	14,6	177	88	13,2	176	86	14,2	179
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	47	0,4	51	46	0,3	48	49	0,2	51
Indonesia	1	9,1	61	1	7,0	48	2	8,7	59
Iraq	24	2,0	37	31	2,2	45	27	2,2	41
Pakistan		1,7	11		2,2	15		2,9	19
Timor Leste	1	1,2	9	2	1,3	10			
Turkmenistan	6	0,2	7	7	0,2	9	7	0,2	8
America	53	2,0	67	57	2,7	75	55	1,9	68
Ecuador							6		6
Messico	11	0,4	14	12	0,3	14	4	0,1	4
Stati Uniti	42	1,6	53	45	2,4	61	45	1,8	58
Australia e Oceania		2,4	16		2,6	17	2	4,0	28
Australia		2,4	16		2,6	17	2	4,0	28
	694	112,2	1.440	719	114,7	1.481	809	136,2	1.699
Società in joint venture e collegate									
Angola	3	2,4	19	4	2,8	23	4	2,8	23
Norvegia	111	9,1	172	116	10,3	185	74	5,2	108
Tunisia	3	0,1	3	2	0,1	2	3	0,1	3
Venezuela	2	6,8	48	2	6,0	42	3	5,4	38
	119	18,4	242	124	19,2	252	84	13,5	172
Totale	813	130,6	1.682	843	133,9	1.733	893	149,7	1.871

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (116, 124 e 124 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019).



8590 | 368

## POZZI PRODUTTIVI

Nel 2021 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.100 (2.788,6 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.649 (2.157,8 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.451 (630,8 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

POZZI PRODUTTIVI<sup>(a)</sup>

	(numero)	2021			
		Petrolio		Gas naturale	
		totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia		201,0	155,2	331,0	293,4
Resto d'Europa		655,0	115,2	184,0	48,4
Africa Settentrionale		620,0	262,2	132,0	71,2
Egitto		1.263,0	539,8	134,0	43,5
Africa Sub-Sahariana		2.401,0	506,5	199,0	26,3
Kazakhstan		208,0	56,9	1,0	0,3
Resto dell'Asia		1043,0	388,6	183,0	63,7
America		258,0	133,4	285,0	82,0
Australia e Oceania				2,0	2,0
		6.649,0	2.157,8	1.451,0	630,8

(a) Include 1.198 (315,1 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

Kcalrose

## ATTIVITÀ DI DRILLING

## ESPLORAZIONE

Nel 2021 sono stati ultimati 31 nuovi pozzi esplorativi (17,4 in quota Eni), a fronte dei 28 nuovi pozzi esplorativi (13,8 in quota Eni) del 2020 e dei 31 nuovi pozzi esplorativi (16,3 in quota Eni) del 2019.

Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 54% (49% in quota Eni), a fronte del 28% (30% in quota Eni) del 2020 e del 36% (47% in quota Eni) del 2019.

## PERFORAZIONE ESPLORATIVA

	(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress <sup>(b)</sup>	
		2021		2020		2019		2021	
		successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	totale	in quota Eni
Italia							0,5		
Resto d'Europa		0,1	0,3	0,8	0,4	0,3	1,4	23,0	5,7
Africa Settentrionale				0,5	1,5	0,5		11,0	8,3
Egitto		5,0	5,0	0,7	1,5	4,5	1,5	14,0	10,5
Africa Sub-Sahariana		1,1	0,4	0,1	0,9	0,5	0,9	33,0	19,0
Kazakhstan					1,1				
Resto dell'Asia		0,7	1,0	0,8	0,9		1,7	15,0	6,5
America			0,7		0,6			3,0	1,9
Australia e Oceania							0,5	1,0	0,3
		7,0	7,4	2,9	6,9	5,8	6,5	100,0	52,4

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

Kcalrose

8589 1/369

## SVILUPPO

Nel 2021 sono stati ultimati 154 nuovi pozzi di sviluppo (47,7 in quota Eni) a fronte dei 182 nuovi pozzi di sviluppo (57,4 in quota Eni) del 2020 e dei 241 (85,4 in quota Eni) del 2019. È attualmente in corso la perforazione di 80 pozzi di sviluppo (25,3 in quota Eni).

Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

### PERFORAZIONE DI SVILUPPO

(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress	
	2021		2020		2019		2021	
	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	totale	in quota Eni
Italia					3,0			
Resto d'Europa	4,8		2,8		3,3		28,0	5,5
Africa Settentrionale	2,5		4,3		5,0	1,1	1,0	0,5
Egitto	17,0	0,8	23,2		33,5		9,0	3,8
Africa Sub-Sahariana	3,8		1,2		7,0		6,0	1,2
Kazakhstan			0,3		0,9		1,0	0,3
Resto dell'Asia	14,9		23,2	0,4	27,3	2,2	31,0	10,0
America	3,9		2,0		2,1		4,0	4,0
Australia e Oceania								
	46,9	0,8	57,0	0,4	82,1	3,3	80,0	25,3

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

## SUPERFICI

Nel 2021 Eni ha condotto operazioni in 42 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2021 il portafoglio minerario di Eni consiste in 771 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 335.501 chilometri quadrati in quota Eni (336.449 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2020), di cui 577 chilometri quadrati relativi ad attività CCUS in Regno Unito. La superficie sviluppata è di 27.697 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 307.804 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2021 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Vietnam, Angola, Norvegia, Costa d'Avorio, Regno Unito, Emirati Arabi Uniti ed Egitto per una superficie di circa 17.100 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Myanmar, Costa d'Avorio, Pakistan, Egitto, Norvegia, Stati Uniti, Italia e Regno Unito per circa 11.500 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, in Angola, Timor Leste, Italia e Stati Uniti per complessivi 700 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta principalmente in Marocco, Kenya, Italia, Emirati Arabi Uniti e Mozambico per complessivi 7.250 chilometri quadrati.

Nel corso dei prossimi tre anni sono previste superfici in scadenza relative a titoli o permessi esplorativi nelle seguenti aree: (i) Resto d'Europa, in particolare a Cipro; (ii) Resto dell'Asia, in particolare in Oman, Vietnam, Russia, Emirati Arabi Uniti, Myanmar; (iii) Africa Settentrionale, in particolare in Marocco e Libia; (iv) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Kenya, Mozambico e Sud Africa; (v) America, in particolare in Messico. Nella gran parte dei casi esistono opzioni contrattuali di estensione o rinnovo che potranno essere esercitate o meno in funzione dei risultati degli studi e delle attività previste. Si ritiene quindi che una considerevole parte di superficie verrà mantenuta a seguito di estensione dei permessi.

8599 1/340

## PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2020				31 dicembre 2021			
	Totale Sup. netta <sup>(a)</sup>	Numero (titoli)	Sup. lorda sviluppata <sup>(b)</sup>	Sup. lorda non sviluppata <sup>(b)</sup>	Totale Sup. lorda <sup>(b)</sup>	Sup. netta sviluppata <sup>(b)</sup>	Sup. netta non sviluppata <sup>(b)</sup>	Totale Sup. netta <sup>(b)</sup>
EUROPA	39.841	308	14.224	65.679	79.903	8.246	31.612	39.858
Italia	13.632	123	8.087	6.810	14.897	6.786	5.332	12.118
Resto d'Europa	26.209	185	6.137	58.869	65.006	1.460	26.280	27.740
Albania	587	1		587	587		587	587
Cipro	13.988	7		25.474	25.474		13.988	13.988
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	6.253	138	5.218	22.709	27.927	836	6.436	7.272
Regno Unito	975	34	919	1.280	2.199	624	863	1.487
Altri Paesi	1.883	2		2.701	2.701		1.883	1.883
AFRICA	129.167	277	48.879	233.042	281.921	12.896	115.290	128.186
Africa Settentrionale	31.033	75	12.068	48.201	60.269	5.292	22.483	27.775
Algeria	4.732	51	6.809	3.982	10.791	2.851	1.914	4.765
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	10.755	1		16.730	16.730		7.529	7.529
Tunisia	2.252	12	3.296	2.816	6.112	1.483	704	2.187
Egitto	7.384	56	4.983	13.729	18.712	1.782	4.994	6.776
Africa Sub-Sahariana	90.750	146	31.828	171.112	202.940	5.822	87.813	93.635
Angola	5.639	66	10.680	22.749	33.429	2.010	8.800	10.810
Congo	1.306	21	1.164	1.320	2.484	678	628	1.306
Costa d'Avorio	3.372	5		3.840	3.840		3.385	3.385
Gabon	2.931	3		2.931	2.931		2.931	2.931
Ghana	495	3	226	930	1.156	100	395	495
Kenya	43.948	6		50.677	50.677		41.892	41.892
Mozambico	4.349	10		24.782	24.782		4.171	4.171
Nigeria	6.439	31	19.758	8.206	27.964	3.034	3.340	6.374
Sud Africa	22.271	1		55.677	55.677		22.271	22.271
ASIA	154.845	70	15.943	267.694	283.637	4.964	150.518	155.482
Kazakhstan	1.947	7	2.391	3.853	6.244	442	1.505	1.947
Resto dell'Asia	152.898	63	13.552	263.841	277.393	4.522	149.013	153.535
Bahrain	2.858	1		2.858	2.858		2.858	2.858
Cina	11	3	62		62	10		10
Emirati Arabi Uniti	18.680	12	3.017	29.603	32.620	251	18.520	18.771
Indonesia	14.184	13	4.778	16.499	21.277	2.441	11.743	14.184
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	1.461	2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	10.015	2		7.192	7.192		4.113	4.113
Oman	58.955	3		102.016	102.016		58.955	58.955
Pakistan	2.313	13	4.009		4.009	1.072		1.072
Russia	17.975	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.620	4	412	2.200	2.612	122	1.806	1.928
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	20.956	5		31.290	31.290		28.338	28.338
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	9.719	112	2.217	14.813	17.030	1.003	8.267	9.270
Messico	3.106	10	14	5.455	5.469	14	3.092	3.106
Stati Uniti	1.198	90	942	520	1.462	492	259	751
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	4.349	6		7.295	7.295		4.347	4.347
AUSTRALIA E OCEANIA	2.877	4	728	2.608	3.336	588	2.117	2.705
Australia	2.877	4	728	2.608	3.336	588	2.117	2.705
Totale	336.449	771	81.991	583.836	665.827	27.697	307.804	335.501

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.



85991/374

## PRINCIPALI ASSET PRODUTTIVI (% IN QUOTA ENI) E ANNO DI AVVIO DELLE OPERAZIONI

ITALIA		(1926) Operati	Mare Adriatico e Ionio	Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
			Basilicata	Val d'Agri (61%)
			Sicilia	Gela (100%), Tesoro (45%), Glaucione (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
RESTO D'EUROPA	Norvegia <sup>(a)</sup>	(1965) Operati	Golfat (45,40%), Marulk (13,97%), Balder & Ringhorne (62,87%) e Ringhorne East (48,88%)	
		Non operati	Åsgard (15,41%), Mikkell (33,79%), Great Ekofisk Area (8,65%), Snorre (12,96%), Ormen Lange (4,43%), Statfjord Unit (14,92%), Statfjord Satellites East (10,16%), Statfjord Satellites North (17,46%), Statfjord Satellites Sygna (14,67%), Grane (19,78%)	
	Regno Unito	(1964) Operati	Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)	
		Non operati	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria <sup>(b)</sup>	(1981) Operati	Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%) e Blocco 405b (75%)	
		Non operati	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)	
	Libia <sup>(b)</sup>	(1959) Non operati	Aree contrattuali onshore	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
			Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%)
EGITTO <sup>(c)(d)</sup>		(1961) Operati	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adarn (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), MLD (50%) ed El Borna (50%)	
		(1954) Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Ternsah (Tuna, Ternsah e Denise - 50%), Southwest Meleha (100%), Baltim (50%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Rami - 45%) e West Razzak (100%)	
		Non operati	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Angola	(1980) Operati	Blocco 15/06 (36,84%)	
		Non operati	Blocco 0 (9,8%), la Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (12%), la Development Area nel Blocco 14 (Eni 20%), la Development Area Lianzi nel Blocco 14/A IMI (10%) e la Development Area del Blocco 15 (18%)	
	Congo	(1968) Operati	Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Zatchi (55,25%), Loango (42,5%), Ikolou (85%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%), M'Boundi (83%) e Kouakouala (75%)	
		Non operati	Yanga Sendji (29,75%) e Likouala (35%)	
	Ghana	(2009) Operati	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria	(1962) Operati	OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)	
		Non operati <sup>(e)</sup>	OML 118 (12,5%)	
KAZAKHSTAN <sup>(a)</sup>		(1992) Operati <sup>(a)</sup>	Karachaganak (29,25%)	
		Non operati	Kashagan (16,81%)	
RESTO DELL'ASIA	Emirati Arabi Uniti	(2018) Non operati	Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)	
	Indonesia	(2001) Operati	Jangkrik (55%) e Merakes (65%)	
	Iraq	(2009) Non operati <sup>(f)</sup>	Zubair (41,56%)	
	Pakistan	(2000) Operati	Bhit/Bhadra (40%) e Kadanwari (18,42%)	
		Non operati	Latif (33,3%), Zamzama (17,75%) e Sawan (23,7%)	
	Turkmenistan	(2008) Operati	Burun (90%)	
AMERICA	Messico	(2019) Operati	Area 1 (100%)	
	Stati Uniti	(1968) Operati	Golfo del Messico	Allegheny (100%), Appalachosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)
			Alaska	Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)
			Golfo del Messico	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (11,1%), K2 (13,4%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)
	Venezuela	(1998) Non operati	Texas	Alliance area (27,5%)
			Perla (50%), Corocoro (26%) e Junin 5 (40%)	

(a) Asset detenuti tramite Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 69,85%). Al completamento dell'iter di quotazione della venture avvenuto il 16 febbraio 2022, la quota Eni nella società è pari a 64,25%.

(b) In alcune rilevanti iniziative minerarie, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.

(c) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di participating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della first party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.

(d) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 16 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale.

(e) Eni e Shell sono co-operatori.

(f) Eni è capofila di un consorzio costituito da compagnie internazionali con la compagnia di Stato Missan Oil, parte di un Technical Service Contract in qualità di contractor.

## PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

85901/372

Le attività di esplorazione e produzione sono condotte in diversi Paesi e pertanto soggette al rispetto di legislazioni, normative e regolamenti che riguardano tutti gli aspetti delle attività upstream quali: l'acquisizione di licenze, i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti, le royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.

Le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. Le tipologie contrattuali in cui Eni opera rientrano normalmente nel regime di concessione o Production Sharing Agreement (PSA).

**Contratti di concessione.** Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.

**Production Sharing Agreement (PSA).** Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri, principalmente in Africa, Medio ed Estremo Oriente. Il diritto minerario è in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società estere o locali. Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi. In base a tali contratti, Eni ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire le spese sostenute per sviluppare e gestire il campo. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedano che l'onere tributario a carico della Società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della Società a valere sulla quota di Profit Oil.

La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di PSA variano a seconda dell'area o del Paese. Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

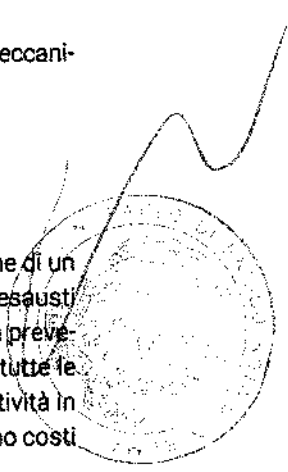
## ITALIA

In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate di stoccaggio. Il programma prevede la realizzazione di un progetto pilota, con avvio delle attività previste entro il 2023, a seguito di tutte le autorizzazioni necessarie. Lo sviluppo su scala industriale è previsto in una successiva fase. Le attività in programma, oltre ad avere un impatto positivo sul piano tecnologico e delle competenze, prevedono costi di sviluppo ridotti facendo leva sul riutilizzo delle facility offshore dei giacimenti esausti.

Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi Annalisa (Eni 100%) e Calipso (Eni 51%); e (ii) la razionalizza-

K. Calvoso

son



V.C.

85991/373

zione impiantistica degli asset. Nell'ambito del programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti, le attività sono proseguite nel rispetto del Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione in mare e delle infrastrutture connesse". La dismissione di 6 piattaforme è in corso di autorizzazione ministeriale. Relativamente alle iniziative di economia circolare è stato avviato un progetto in collaborazione con enti di ricerca nazionali per la riqualificazione degli asset in fase di dismissione. Il progetto ha individuato una piattaforma offshore per l'avvio delle attività di riconversione per realizzare un parco scientifico marino. Nel 2021 è stato siglato il IX Accordo di collaborazione con il Comune di Ravenna, che prevede iniziative nell'ambito: (i) ambientale, attraverso studi e programmi di monitoraggio e di salvaguardia dell'area costiera e tutela del territorio; (ii) interventi di efficientamento energetico; (iii) formazione professionale, sostegno all'economia locale e valorizzazione delle attività del territorio; e (iv) in collaborazione con diversi stakeholder locali, progetti socio-culturali e programmi di educazione ambientale e sviluppo sostenibile.

Nel corso del 2021 è avvenuta la fermata generale dell'impianto produttivo della concessione Val d'Agri per eseguire le attività di manutenzione obbligatoria decennale, con il coinvolgimento di tutti gli stakeholder locali e nel pieno rispetto delle normative e delle tematiche di salute, sicurezza e tutela ambientale. Le attività hanno riguardato ispezioni e manutenzioni nonché interventi relativi al miglioramento e all'upgrading degli impianti produttivi. Sono proseguite le attività del progetto Energy Valley nelle aree adiacenti il Centro Olio di Val d'Agri, che prevede diverse iniziative in ambito della sostenibilità ambientale, innovazione, progetti di riqualificazione e valorizzazione del territorio attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali. In particolare: (i) nell'ambito delle iniziative di riqualificazione agricola, con il progetto "Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione" sono state avviati programmi di agricoltura sostenibile e la realizzazione di infrastrutture in ambito agritech; e (ii) l'avvio di programmi di biomonitoraggio attraverso l'applicazione di tecniche innovative.

Nell'ambito delle partnership strategiche con gli stakeholder, Eni, Shell e la Regione Basilicata hanno siglato un Accordo Preliminare al Nuovo Protocollo d'Intenti Concessione Val d'Agri, in corso di negoziazione, volto a definire i termini principali di un programma di misure di compensazione legate al programma lavori della Concessione a supporto dello sviluppo regionale, anche attraverso linee di azione legate ad attività non-oil ispirate a principi di sostenibilità.

In Sicilia, nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, sono stati avviati i lavori di costruzione dell'impianto di trattamento del gas che sarà estratto dai giacimenti di Argo e Cassiopea (Eni 60%), che avranno una durata di quasi 3 anni con investimenti per oltre €700 milioni. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024. Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere la carbon neutrality. Nell'ambito delle iniziative a supporto delle comunità locali, è stato ratificato l'accordo quadro definitivo con la Fondazione Banco Alimentare Onlus, Banco Alimentare della Sicilia Onlus e il Comune di Gela per creare un centro di stoccaggio e distribuzione di derrate alimentari destinate alle comunità disagiate.

## RESTO D'EUROPA

**Norvegia** Eni e il fondo di private equity HitecVision, azionisti di Vår Energi, hanno completato l'iter di quotazione della venture presso la borsa norvegese con il collocamento di un interest di circa l'11,2%.

Nel settembre 2021 è stato firmato un Cooperation Agreement con altri operatori oil & gas dell'area per valutare la fattibilità del Barents Blu-Ammonia Project. Il progetto prevede la valorizzazione del gas del campo di Goliat attraverso la produzione e commercializzazione di ammoniaca blu. La CO<sub>2</sub> catturata nel processo di produzione sarà trasportata e stoccata in un giacimento offshore in via di esaurimento.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio di: (i) Isflak nella licenza PL 532 (Eni 21%) nel Mare di Barents. La nuova scoperta sarà collegata all'hub di produzione di Johan Castberg (Eni 20,96%), in corso di sviluppo; (ii) Blasto nella licenza PL 090/090I (Eni 17%), situata nella parte settentrionale del Mare del Nord, in prossimità delle facility produttive del progetto Fram (Eni 17,46%); (iii) Garantiana West nella licenza PL554 (Eni 21%) nel Mare del Nord. Le attività prevedono lo sviluppo congiunto con il campo di Garantiana attraverso un collegamento alle vicine infrastrutture del campo di Snorre (Eni 12,99%); (iv) King and Prince in PL027 (Eni 62,86%) adiacente al campo Balder (Eni 62,87%); (v) Tyrihans North Ile in PL073 (Eni 8,4%) nel Mare del Nord; e (vi) a olio e gas di Rodhette in PL901 (Eni 34,9%) nel Mare di Barents, a nord del campo di Goliat (Eni 45,4%).



Le recenti scoperte esplorative confermano il successo della strategia esplorativa "ILX" ("Infrastructure Led Exploration") mirata alla commercializzazione di riserve addizionali ad elevato valore e con rapido time-to-market.

Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione: (i) nel corso del 2021 di 13 licenze esplorative, di cui 8 operate, principalmente nel Mare del Nord e Mare di Barents; (ii) nel gennaio 2022 di 5 licenze esplorative come operatore e di 5 licenze in qualità di partner. Le licenze sono distribuite su tutti e tre i principali bacini minerari della piattaforma continentale norvegese.

Le nuove licenze acquisite si trovano sia in prossimità di aree già in produzione o in corso di sviluppo sia in aree ad alto potenziale esplorativo.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg con start-up previsto nel 2024; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 62,87%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali avviati in produzione attraverso la ricollocazione di una FPSO. L'avvio produttivo è atteso nel 2023; (iii) il progetto sanzionato Bredablikk con start-up produttivo nel 2024. Le attività prevedono la perforazione di pozzi produttivi che saranno collegati alle facility di trattamento esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto farà leva sulle tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto; e (iv) il raggiungimento della decisione finale d'investimento del progetto a gas e condensati Tommeliten Alpha Development nella PL044 (Eni 6,38%), nel Mare del Nord norvegese.

K. Calore

**Regno Unito** Nel gennaio 2021 è stato acquisito l'operatorship con una quota del 100% della licenza esplorativa P2511 nel Mare del Nord. Successivamente è stata finalizzata un'operazione di farm-out del 50%.

Nel luglio 2021 Eni ha acquisito il campo in produzione di Conwy (Eni 100%) nell'area di Liverpool Bay, in prossimità di facility esistenti. L'operazione oltre ad incrementare il livello produttivo nel Paese facendo leva sulle sinergie operative, rientrerà nel prossimo futuro negli asset destinati durante la fase di abbandono a possibili transizioni verso progetti di stoccaggio di CO<sub>2</sub>.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi Talbot Appraisal (Eni 33%) e Jade South (Eni 7%). Lo sviluppo delle scoperte farà leva sulle facility produttive presenti nell'area.

Nell'ambito del progetto integrato HyNet North West, dove Eni è impegnata in un consorzio con industrie locali per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> emessa dalle stesse e da un futuro impianto di produzione di idrogeno a basse emissioni di carbonio: (i) nel marzo 2021, il progetto ha ricevuto un finanziamento di £33 milioni erogati dall'Ente nazionale inglese UK Research and Innovation (UKRI) attraverso il fondo Industrial Decarbonisation Challenge (IDC), di cui £21 milioni per coprire il 50% degli studi di ingegneria per la fase di trasporto e stoccaggio; (ii) nel maggio 2021, Eni e Progressive Energy Limited hanno siglato un accordo quadro per accelerare ulteriormente lo sviluppo del progetto. In base all'accordo, Eni svilupperà e gestirà il trasporto e lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> sia onshore che offshore nei propri giacimenti di gas esausti della bala di Liverpool, mentre Progressive Energy guiderà e coordinerà gli aspetti di cattura e produzione di idrogeno del progetto per conto di HyNet North West, collegando così le fonti di emissioni di CO<sub>2</sub> alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di Eni; (iii) nell'ottobre 2021 il progetto, è stato selezionato dalle autorità britanniche tra i due progetti prioritari CCS nel Paese che per primi potranno ricevere supporto governativo; (iv) sono stati firmati 19 Memorandum of Understanding con le industrie locali ("Emitters") per assicurare il profilo di stoccaggio di CO<sub>2</sub> del progetto.

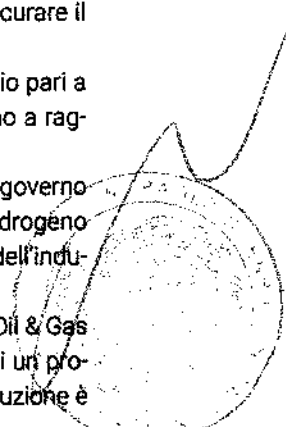
Lo start-up del progetto HyNet North West è previsto a fine 2025 con una fase iniziale di stoccaggio pari a 4,5 milioni di tonnellate/anno che in una fase successiva a partire dal 2030 sarà incrementata fino a raggiungere 10 milioni di tonnellate/anno.

Il progetto HyNet North West contribuirà a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione definiti dal governo del Regno Unito al 2030; nonché parteciperà anche alla produzione dell'80% del target di 5 GW di idrogeno low carbon annunciato dal Paese sempre al 2030 per un'ulteriore decarbonizzazione dei trasporti, dell'industria e delle utenze anche domestiche dell'intera area.

Inoltre, nel novembre 2021, Eni ha presentato all'Autorità inglese per le attività petrolifere nel Paese (Oil & Gas Authority - OGA) una richiesta per l'ottenimento di una nuova licenza per la possibile realizzazione di un progetto di stoccaggio di CO<sub>2</sub> nei giacimenti offshore esausti di Eni nella licenza di Hewett, dove la produzione è terminata nel 2020, per lo sviluppo futuro dell'area di Bacton come hub per la produzione di idrogeno.

In linea con una razionalizzazione del portafoglio progetti di CCS nel Regno Unito e con l'obiettivo di valorizzare asset upstream operati, nel 2021 Eni ha annunciato l'uscita dai progetti Net Zero Teesside (Eni 20%) e North Endurance Partnership (Eni 16,7%) in corso di sviluppo con altri partner del settore Oil & Gas.

am



NO

85991/375

Le altre attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) programma di ottimizzazione della produzione, attività manutentive e di asset integrity nel campo operato di Liverpool Bay (Eni 100%); (ii) la perforazione di pozzi di infilling e attività manutentive nei campi di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) e J-Area (Eni 33%); e (iii) le attività di abbandono a progetto nella Hewett Area.

## AFRICA SETTENTRIONALE

**Algeria** Nel marzo 2022 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta ad olio e gas associato di HDLE nella concessione Zemiet el Arbi (Eni 49%), nell'area del Berkine Nord.

Nel corso del 2021 Eni e Sonatrach hanno firmato diversi accordi negli ambiti dell'esplorazione e produzione, ricerca e sviluppo e decarbonizzazione. In particolare: (i) rilancio delle attività di esplorazione e sviluppo nella regione del bacino del Berkine, anche attraverso la realizzazione di un hub di sviluppo del gas e del petrolio in sinergia con le installazioni esistenti di MLE-CAFC. Inoltre nel dicembre 2021 è stato firmato un nuovo contratto petrolifero di PSA relativo alla parte meridionale dell'area del Berkine (Eni 75%), in prossimità di asset produttivi operati; (ii) è stato firmato un Memorandum d'Intesa per lo sviluppo di iniziative congiunte nel settore delle nuove tecnologie, delle energie rinnovabili, dell'idrogeno, della cattura, utilizzo e stoccaggio della CO<sub>2</sub>, della bioraffinazione, e di molteplici altre iniziative in linea con l'impegno di Eni verso il raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050.

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) il programma di sviluppo dell'area del Berkine Nord (Eni 49%) con la perforazione e l'allacciamento di un pozzo produttore a gas e di tre pozzi produttori a olio, nonché un programma di workover; (ii) interventi di ottimizzazione della produzione dei campi di Zea nel Blocco 403 a/d (Eni dal 65% al 100%, operatore) e di BRN/BRW nel Blocco 403 (Eni 50%, operatore) nonché nel Blocco 405b (Eni 75%, operatore) e nel Blocco 404 (Eni 12,25%); e (iii) attività manutentive nel Blocco 208 (Eni 12,5%).

## EGITTO

Nel gennaio 2022, Eni si è aggiudicata cinque nuove licenze esplorative, quattro delle quali operate, nell'offshore e onshore egiziano, a seguito della positiva partecipazione al bando Egypt International Bid Round for Petroleum Exploration and Exploitation 2021. Le licenze sono distribuite nei bacini di maggior interesse per Eni: Mediterraneo Orientale, Deserto Occidentale e Golfo di Suez, per una superficie totale di circa 8.410 chilometri quadrati. Nel giugno 2021, è stato firmato con l'Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) e Lukoil un accordo per l'unione e l'estensione al 2036, con la possibilità di ulteriore prolungamento al 2041, delle concessioni delle aree contrattuali di Meleiha e Meleiha Deep. L'accordo permetterà di valorizzare, attraverso condizioni contrattuali migliorative, le considerevoli risorse dell'area, aggiungendo nuovo potenziale esplorativo. Inoltre, la costruzione di un nuovo impianto di trattamento del gas, che sarà connesso alle facility produttive esistenti, offrirà la possibilità di sviluppare ulteriormente le riserve dell'area.

Nel luglio 2021 è stato firmato un accordo con le società di Stato dell'energia, dell'elettricità e del gas per valutare la fattibilità tecnica ed economica della produzione di idrogeno verde e di idrogeno blu in sinergia con lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> in giacimenti esausti di gas naturale.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte near-field: (i) nella concessione in produzione del Sinai (Eni 100%, operatore), con il pozzo esplorativo mineralizzato a olio di BLSE 1 e conseguente start-up attraverso il collegamento alle facility produttive esistenti; e (ii) nelle concessioni in produzioni del Deserto Occidentale con 8 pozzi esplorativi di successo mineralizzati a olio e gas naturale e già avviati in produzione. Le nuove scoperte confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minerario anche in aree produttive mature.

Nel corso del 2021 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento di attività di drilling di sviluppo e conseguente start-up produttivo nelle aree in produzione del Sinai e del Deserto Occidentale nonché programmi di ottimizzazione della produzione attraverso attività di work-over; (ii) un programma di Asset Integrity nella concessione del Sinai con diverse iniziative per migliorare la sicurezza impiantistica e il mantenimento degli standard ambientali; (iii) l'avvio delle attività di studio per la messa in opera di un campo fotovoltaico da 15 MW nell'area del giacimento di Abu Rudeis (Eni 100%, operatore) al fine di abbattere contemporaneamente i costi di energia elettrica dalla rete nazionale e le relative emissioni di CO<sub>2</sub>. Lo start-up è previsto entro la fine

del 2022; (iv) un programma di drilling di sviluppo nella concessione di Baltim (Eni 50%, operatore); e (v) il progetto Meleha Phase 2, con il proseguimento delle attività necessarie nell'ambito della fase di pre-FID.

Le attività relative allo sviluppo della produzione del progetto Zohr hanno riguardato: (i) attività di EPCI (engineering, procurement, construction & installation) per la realizzazione di nuove facility sottomarine e di due nuove unità di trattamento della capacità di 6.000 barili/giorno per la gestione e il recupero dell'acqua di produzione. È allo studio la realizzazione di ulteriori tre unità della capacità di 9.000 barili/giorno; e (ii) il proseguimento delle attività di drilling di sviluppo con il completamento di due pozzi produttori che saranno avviati in produzione nel corso del 2022.

Al 31 dicembre 2021 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$5,6 miliardi pari a €5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2021. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €93 milioni. Al 31 dicembre 2021 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 706 milioni di boe.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility proseguono i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due diversi programmi di intervento da realizzarsi entro il 2024. Il primo, già completato, include la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Il secondo programma, per un valore complessivo di \$20 milioni, include iniziative di supporto socio-economico, sanitario e formazione, a favore delle comunità locali. In particolare: (i) a seguito del completamento del centro di assistenza sanitaria nell'area di Port Said, nel corso del 2021 è stata avviata la fase 2 del programma. Le attività previste includono l'equipaggiamento dell'ospedale, la formazione del personale sanitario e campagne di sensibilizzazione sanitaria; (ii) con la realizzazione di un centro giovanile completato nel 2020, sono state avviate le iniziative di formazione che saranno realizzate da Eni. In particolare, è stata avviata la Zohr Applied Technology School in partenariato con El Sewedy Electric Foundation ed in coordinamento con le autorità locali. Sono stati avviati i lavori civili di ristrutturazione delle infrastrutture che sono stati completati nel corso dei primi mesi del 2022; e (iii) alla fine del 2021 si sono concluse le attività d'identificazione di un programma di educazione tecnica. L'avvio delle attività formative è previsto nel corso del 2022.

*Alcaluso*

## AFRICA SUB-SAHARIANA

**Angola** Nel marzo 2022, firmato l'accordo con BP per la costituzione di Azule Energy, una nuova business combination a controllo congiunto dei rispettivi portafogli upstream nel Paese, che segue il memorandum d'intesa (MoU) non vincolante di maggio 2021. In particolare, la nuova società potrà generare significative sinergie operative, perseguire un ambizioso piano di investimenti e aumentare il tasso di crescita nell'area. L'operazione evidenzia l'impegno di entrambe le società a continuare a sviluppare il potenziale del settore upstream del Paese e nel contempo supportare il processo di transizione energetica attraverso lo sviluppo di progetti a gas e nell'ambito delle energie rinnovabili. Il closing dell'operazione è soggetta a determinate condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità locali preposte.

Nell'ottobre 2021 Eni ha firmato un protocollo d'intesa con ANPG e Sonangol per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock al sistema di bioraffinazione Eni.

Nel dicembre 2021 è stata conseguita l'estensione ventennale del Blocco 0 (Eni 9,8%) nell'offshore della provincia di Cabinda nel nord del Paese, con termine della scadenza al 2050.

Nel dicembre 2021, è stata conseguita la FID dei campi di Quiluma & Maboqueiro nell'ambito del primo sviluppo del New Gas Consortium (Eni 25,6%). Il progetto prevede due piattaforme offshore, un impianto onshore di trattamento gas e il collegamento all'impianto A-LNG per la commercializzazione del gas, attraverso carichi di GNL, e condensati.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco operato 15/06 (Eni 36,84%): (i) nel 2021 con la scoperta a olio di Cuica-1 nell'area di sviluppo di Cabaça, che consentirà di allungare la vita utile della FPSO che opera il blocco; e (ii) nel marzo 2022 con il pozzo di delineazione Ndungu-2 che consente di incrementare la stima delle risorse del giacimento fino a 800-1.000 milioni di boe in posto.

Nel 2021 è stata avviata la produzione del campo di Cuica, a soli 4 mesi dalla scoperta, e di Cabaça North attraverso la FPSO Armada Olombendo con l'obiettivo di incrementare e sostenere il plateau produttivo nell'ambito dello sviluppo del Blocco operato 15/06.

Nel febbraio 2022 è stato avviato il progetto di Ndungu Early Production nel Blocco operato 15/06 attraverso

*an*

*Alcaluso*



8599 1/374

il collegamento alla FPSO Ngoma, progettata per avere una capacità di trattamento di circa 100 mila barili/giorno e caratterizzata da una filosofia operativa zero process flaring e zero water discharge anche grazie agli upgrade di impianto effettuati nel 2021 per minimizzare le emissioni, in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni per l'azzeramento delle emissioni.

Gli start-up produttivi raggiunti confermano il successo della campagna di esplorazione ILX (Infrastructure Led Exploration) condotta nel Paese, che attraverso l'applicazione di uno sviluppo modulare e semplificato consente un rapido time-to-market delle scoperte effettuate.

Le altre attività del Blocco 15/06 hanno riguardato il progetto di sviluppo Agogo Early Production Phase 2, con l'avvio delle attività per la realizzazione delle facility sottomarine necessarie. Il futuro programma di sviluppo di Agogo prevede anche una fase di full field development che include la realizzazione di una ulteriore FPSO. In particolare, sono stati completati gli studi di concept definition, le attività di FEED e sono state avviate le procedure per l'assegnazione dei contratti principali.

Nelle aree non operate, sono proseguite le attività di sviluppo nel Blocco 0. In particolare: (i) il progetto Sanha Lean Gas Connection and Booster Gas Compressor con l'obiettivo di incrementare la produzione del gas associato del Blocco 0 da destinare all'impianto di liquefazione A-LNG (Eni 13,6%); (ii) lo sviluppo del giacimento di Lifua-A, con la realizzazione di facility offshore. Lo start-up è previsto nel 2022; e (iii) le attività di FEED dei progetti South Ndola e Sanha-Mafumeira connector che prevedono la realizzazione delle facility di trasporto per la messa in produzione delle riserve residuali dell'area.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio delle attività di FEED del progetto Punja nel Blocco 3/05-A (Eni 12%); e (ii) il raggiungimento della FID e la firma del contratto di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC) per la prima fase del progetto fotovoltaico di Caraculo, situato nella provincia di Namibe. Il progetto segue la firma del protocollo d'intenti con la compagnia di stato Sonangol nel 2019 che includeva la costituzione della società a controllo paritetico Solenova per lo sviluppo di progetti di energia rinnovabile. L'avvio dell'impianto è previsto nel quarto trimestre 2022 con una capacità di 25 MW, incrementabili in una ulteriore fase fino a raggiungere una capacità totale di 50 MW. Il progetto consentirà di limitare il consumo di gasolio per la generazione di elettricità, riducendo di conseguenza le emissioni di gas serra (GHG) e contribuendo al processo di transizione energetica del Paese. Le attività in programma prevedono anche diverse iniziative nell'ambito dell'accesso all'energia e all'acqua, salute e istruzione.

I programmi e le iniziative di sviluppo locale sono proseguiti nell'anno, in particolare: (i) il progetto integrato South West nelle province di Huila e Namibe a supporto delle comunità locali colpite dalla siccità; (ii) nell'ambito dell'accesso all'energia, con interventi di elettrificazione di centri di salute con l'installazione di pannelli solari; (iii) un programma di sviluppo agricolo nell'area di Cabinda in collaborazione con le istituzioni locali; (iv) continuo supporto all'iniziativa di Halo Trust per lo sminamento dei terreni nella provincia di Benguela; e (v) diverse iniziative nell'ambito della salute nelle aree di Luanda, Cabinda e Zaire che prevedono programmi di formazione del personale sanitario nonché la fornitura di attrezzature e materiale medico.

**Congo** Nell'ottobre 2021 Eni ha firmato un Memorandum d'Intesa con le autorità del Paese per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture di ricino su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock alle bioraffinerie Eni.

Inoltre, nel corso del 2021: (i) in linea con la strategia Eni di razionalizzazione del portafoglio produttivo, sono stati rilasciati gli asset operati di Loango II (Eni 42,5%) e Zatchi II (Eni 55,25%), con effetto 1 gennaio 2022; (ii) nell'ambito di possibili sviluppi di progetti GNL, il PSA del permesso produttivo Marine XII (Eni 65%, operatore) è stato emendato per includere un nuovo regime fiscale ad essi dedicato. In particolare, sono in corso gli studi per sviluppo fast-track del progetto di valorizzazione del gas associato e non associato sia per la produzione di energia elettrica per il mercato domestico sia per l'esportazione di GNL, anche con l'obiettivo di supportare il target dello zero routine flaring. Il progetto per l'esportazione del GNL prevede lo sviluppo modulare e per fasi con un ridotto time-to-market. La capacità produttiva di liquefazione sarà di circa 2 milioni di tonnellate/anno a plateau. Lo start-up è atteso nel 2023. Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) l'ulteriore fase di sviluppo del giacimento in produzione Nené-Banga nel blocco Marine XII, con la costruzione della nuova piattaforma produttiva. Lo start-up è previsto nella seconda metà del 2022; (ii) nell'ambito dei programmi culturali a sostegno delle comunità locali, si è proseguito nella realizzazione del Centro di ricerca a Oyo, che si prevede di inaugurare e rendere operativo già nel 2022; e (iii) sono proseguite le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda con iniziative a supporto dello sviluppo economico, agricolo, accesso all'acqua, programmi di istruzione e progetti per lo sviluppo dei servizi sanitari; e (iv) il programma CATREP a sostegno dell'economia agricola locale, attraverso iniziative nell'applicazione di

8500 / 1338

67

tecniche agronomiche innovative con l'obiettivo di integrare i produttori locali all'interno della filiera a supporto del Memorandum d'Intesa di agri-biofeedstock firmato nel 2021.

**Mozambico** Nel febbraio 2022, Eni e il Ministero dell'Agricoltura e dello Sviluppo Rurale della Repubblica del Mozambico hanno firmato un accordo per la cooperazione e lo sviluppo di progetti agricoli nel Paese, finalizzati alla produzione di semi oleaginosi e oli vegetali da utilizzare come agro-biofeedstock per la produzione di biocarburanti. Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto a gas di Coral South, e le scoperte a gas del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed ExxonMobil della fase midstream (liquefazione). Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini. Il gas liquefatto sarà venduto dai concessionari di Area 4 alla BP sulla base di un contratto long term della durata di venti anni con opzione di estensione di ulteriore dieci anni. Le attività di sviluppo del progetto sono in via di completamento. Lo start-up è previsto entro la fine del 2022. Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddled) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (TotalEnergies), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddled. Il progetto iniziale prevede la realizzazione di due treni di liquefazione onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Il piano di sviluppo è stato approvato, nel 2019, dalle competenti autorità del Paese. Gli operatori di Area 4 continuano le attività di revisione del progetto, anche attraverso la massimizzazione delle sinergie con Area 1, per ottimizzare i costi di sviluppo.

Nell'anno sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile. In particolare, nella città di Pemba, sono stati completati i progetti infrastrutturali previsti e avviate le iniziative di formazione anche con l'erogazione di borse di studio; (ii) avviata la seconda fase del programma di accesso all'energia anche attraverso progetti di clean cooking; (iii) supporto alle popolazioni disagiate in particolare nella provincia di Cabo Delgado e nell'area di Maputo, anche attraverso aiuti alimentari; e (iv) nell'ambito del progetto di sviluppo Coral South, sono state avviate diverse iniziative, anche attraverso il coinvolgimento dei fornitori, con l'obiettivo di ampliare la forza lavoro e delle piccole e medie imprese locali.

**Nigeria** Nel gennaio 2021, Eni e gli altri partner dell'area hanno completato la cessione del blocco onshore in produzione OML 17 (Eni 5%).

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco OML 61 (Eni 20%, operatore) con il pozzo esplorativo Obiafu 42 mineralizzato a gas naturale e condensati.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione anche attraverso interventi di work-over nei blocchi OML 60, 61, 62 e 63, nel campo a gas Kolo Creek nel blocco OML 28 (Eni 5%), nel campo a olio di Forkados Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%) e nel blocco OML 118 (Eni 12,5%); e (ii) la perforazione di 4 pozzi a olio nei Blocchi OML 79, 35 e 36 (Eni 5%) e 6 pozzi a gas nei blocchi OML 21 e 22 (Eni 5%) nei campi di Assa North ed Enhwe.

Nel 2021 è proseguita la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura a favore delle comunità colpite da crisi umanitaria nelle aree del nord-est della Nigeria. In particolare, nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi di manutenzione per garantire un uso sostenibile delle infrastrutture realizzate. Dal 2018, anno di avvio del programma, sono stati realizzati 22 pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione, a beneficio di circa 67.000 persone. Nel marzo 2022, Eni e FAO, in collaborazione con NNPC, hanno completato e consegnato 11 impianti idrici alimentati da sistemi fotovoltaici negli Stati di Borno e Yobo, nel nord-est della Nigeria. Inoltre, sono proseguite le iniziative relative a: (i) progetti infrastrutturali, come la realizzazione di strade, scuole, centri di salute, opere di elettrificazione ed idriche; (ii) programmi formativi, anche attraverso l'erogazione di borse di studio; (iii) programmi di accesso all'energia; e (iv) il Green River Project a sostegno dei produttori locali.

Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV (Eni 5%), TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2021 sono stati pari a circa 27 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati sta-

K. Calvete

Z

K. Calvete

0599 1/379

tunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd ed attraverso metaniere di terzi con vendita FOB.

## KAZAKHSTAN

**Kashagan** Le attività di sviluppo del giacimento Kashagan sono focalizzate sul programma di espansione per fasi della capacità produttiva. La prima fase di sviluppo prevede un progressivo aumento fino a raggiungere i 450 mila barili di olio al giorno. Le attività in corso, sanzionate nel 2020, prevedono l'incremento della capacità di trattamento del gas associato attraverso: (i) la reiniezione in giacimento con l'upgrading delle facility esistenti; e (ii) per la restante parte dei volumi di gas associato, la consegna a una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione.

Inoltre, nel corso dell'anno è stata completata l'attività di riqualificazione con efficientamento energetico di una scuola nella regione del Turkestan, realizzata in partenariato con UNDP (United Nations Development Programme).

Al 31 dicembre 2021 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$10 miliardi, pari a €8,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2021, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2021 (\$7,4 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,6 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €66 milioni. Al 31 dicembre 2021 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 633 milioni di boe, in riduzione rispetto al 2020 per effetto prezzo.

**Karachaganak** Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak: (i) è stato completato il progetto Karachaganak Debottlenecking mentre è in corso di finalizzazione la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas; e (ii) prosegue il Karachaganak Expansion Project (KEP) per l'incremento in fasi della capacità di reiniezione di gas. Le prime attività del programma di sviluppo, sanzionate alla fine del 2020, includono la realizzazione di una sesta linea di iniezione, la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori e una nuova unità di compressione gas. L'avvio è previsto nel 2024. Inoltre, il progetto prevede un'ulteriore fase con l'installazione di una nuova unità di trattamento e di un'ulteriore unità di compressione.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di strade, costruzione di centri sportivi; (iii) supporto medico-sanitario anche attraverso la distribuzione di medicinali, a seguito dell'emergenza sanitaria conseguente alla pandemia COVID-19.

Al 31 dicembre 2021 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a \$4,4 miliardi, pari a €3,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2021. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €123 milioni. Al 31 dicembre 2021 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 399 milioni di boe, in riduzione rispetto al 2020, dovuta principalmente ad effetto prezzo.

## RESTO DELL'ASIA

**Emirati Arabi Uniti** Nel 2022 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo XF-002 nel Blocco 2 (Eni 70%, operatore), offshore Abu Dhabi. Le operazioni di perforazione sono in corso e al completamento previsto nel secondo trimestre del 2022 saranno valutate le dimensioni della scoperta.

Nell'aprile 2021 è stato acquisito con il ruolo di operatore il Blocco esplorativo 7 (Eni 90%), nell'onshore di Ras Al Khaimah. La presenza di infrastrutture di trattamento gas nell'area con capacità disponibile permetterà una rapida messa in produzione delle eventuali scoperte.

Nel 2021 è stata avviata la produzione del campo di di Mahani, situato nella Concessione onshore Area B (Eni 50%) dell'Emirato di Sharjah. Lo start-up è avvenuto entro un anno dalla scoperta esplorativa con il pozzo Mahani 1, e in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero. Le attività di sviluppo per le quali è stata presa la decisione finale d'investimento prevedono il progressivo ramp-up della produzione attraverso il collegamento di ulteriori due pozzi produttori.



Nel corso dell'anno sono stati sanzionati due progetti: il Dalma Gas Development nella concessione offshore di Gasha (Eni 25%) e il Umm Shaif Long Term Development Ph.1 nella concessione Umm Shaif (Eni 10%).

**Indonesia** Nel giugno 2021 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding con l'agenzia governativa SKK Migas per la collaborazione nell'ambito della ricerca degli idrocarburi nel Paese. L'accordo prevede l'utilizzo di tecnologie proprietarie Eni, in particolare attraverso le tecniche di calcolo ed elaborazione del Green Data Center, per una valutazione di diversi prospetti esplorativi.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di delineazione Maha 2, nel Blocco offshore di West Ganai (Eni 40%, operatore), in prossimità del giacimento in produzione di Jangkrik.

Nel 2021 è stata avviata la produzione del progetto a gas di Merakes, nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%), nelle acque profonde del Kalimantan Orientale. La produzione, ottenuta con il completamento di cinque pozzi sottomarini, viene trattata dall'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik (Eni 55%, operatore). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, è spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang oppure venduto nel mercato domestico.

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) i programmi di sviluppo dei progetti Merakes East e Maha, con la finalizzazione delle attività di concept selection e l'avvio delle attività di concept definition; (ii) le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale.

**Iraq** Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair (Eni 41,56%), che consentirà di raggiungere il livello produttivo di plateau pari a 700 mila barili/giorno. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate. Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni.

Nel febbraio 2022, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo sostenibile, Eni in collaborazione con l'Unione Europea e l'UNICEF, ha avviato un progetto in partnership con il Governatorato di Bassora, volto a migliorare la qualità dell'acqua per 850.000 persone nella città di Bassora, compresi oltre 160.000 bambini come beneficiari diretti.

Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) è stato avviato un programma integrato di formazione nel distretto di Zubair, che prevede iniziative di training specifico al personale scolastico e la realizzazione di una piattaforma educativa online a seguito dell'impatto della pandemia COVID-19; (ii) prosegue il programma di costruzione di un nuovo edificio scolastico nell'area di Zubair, con completamento atteso nel 2023, nonché le iniziative relative ad interventi di ristrutturazione e fornitura di materiali; (iii) progetto di formazione di medici in ambito pediatrico, la ristrutturazione e ampliamento del Basra Cancer Children Hospital nonché la fornitura di apparecchiature mediche specifiche in ambito oncologico; e (iv) attività di upgrading dell'impianto di fornitura di acqua potabile di Al Barjazia nell'area di Zubair nonché la costruzione di un nuovo impianto nell'area di Bassora.

## AMERICA

**Messico** Nel gennaio 2022 è stato firmato con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) un memorandum d'intesa (MoU) quadriennale per identificare potenziali iniziative progettuali congiunte che contribuiscano allo sviluppo sostenibile dell'economia locale attraverso la diversificazione economica, la protezione del patrimonio naturale e culturale, l'accesso ai servizi di base e per rispettare e promuovere i diritti umani e l'inclusione.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio di: (i) Sayulita, nell'offshore del Paese nel Blocco 10 operato (Eni 65%) che fa seguito a quella di Saasken nel 2020; individuati 150-200 milioni di barili di olio in posto che aumentano le prospettive di commercialità dell'area; (ii) Yoti West nel Blocco OBO AC12 (Eni 40%) con risorse stimate in circa 170 milioni di barili di olio in posto.

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il programma di sviluppo full field della licenza operata Area 1 (Eni 100%) già in produzione. In particolare: (i) è stata completata la riconversione e upgrading della FPSO destinata al programma di sviluppo della licenza nonché le facility di collegamento; (ii) installata la prima piat-

taforma produttiva nel campo di Amoca; e (iii) le attività di drilling di sviluppo proseguono sul giacimento in produzione di Mizton, mentre sono state avviate le attività sul campo di Amoca. L'avvio della FPSO è avvenuto il 23 febbraio 2022, con conseguente ramp-up produttivo.

L'ulteriore fase del progetto prevede la costruzione ed installazione di due piattaforme produttive addizionali, nel campo di Amoca e Tecoalli.

Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali nel campo della salute, dell'educazione, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto della disoccupazione, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) ristrutturazione di edifici scolastici e realizzazione di strade; (ii) attività di training e formazione a supporto dei programmi scolastici; (iii) iniziative volte al miglioramento delle condizioni socio-economiche delle comunità con programmi di sviluppo dell'attività ittica; (iv) completato l'Human Right Action Plan, che individua il piano di azione nell'ambito dei diritti umani; e (v) campagne di sensibilizzazione nell'ambito dell'accesso all'energia.

## INIZIATIVE DI FORESTRY

Le soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions - NCS) rappresentano una delle leve per l'abbattimento delle emissioni residue nell'ambito del processo di decarbonizzazione di Eni. Tra queste, nel 2019 Eni ha avviato iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, considerate tra le più rilevanti a livello internazionale, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici.

Tali iniziative si inquadrano nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+, definito e promosso dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici), prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO<sub>2</sub>. I progetti favoriscono al contempo, un modello alternativo di sviluppo delle comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità. All'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni che affianca i Governi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions), i Piani di Sviluppo Nazionali e con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite.

Eni ha costruito nel tempo solide partnership con sviluppatori internazionali riconosciuti di progetti REDD+ quali BioCarbon Partners, Terra Global, Peace Parks Foundation, First Climate, Carbonsink e Carbon Credits Consulting. La collaborazione con tali sviluppatori consente a Eni di sovrintendere ogni fase dell'attività, dalla progettazione, allo sviluppo e all'implementazione fino alla verifica della riduzione delle emissioni, con un ruolo attivo nella Governance del progetto.

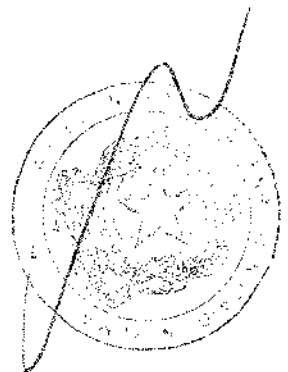
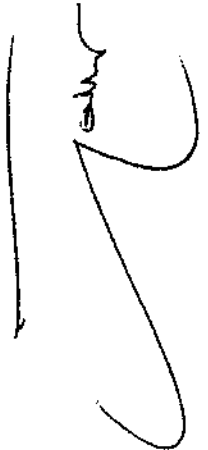
La partecipazione diretta nei progetti permette non solo di garantire l'aderenza allo schema REDD+, ma anche di ottenere standard più elevati, riconosciuti a livello internazionale, per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio (Verified Carbon Standard – VCS) e delle ricadute sociali e ambientali (Climate Community & Biodiversity Standards – CCB).

L'avvio delle iniziative forestry è stato sancito con l'accordo nel 2019 con BioCarbon Partners, attraverso il quale Eni ha acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project (LCFP) in Zambia. Il progetto LCFP copre un'area di circa 1 milione di ettari, coinvolge circa 200.000 beneficiari anche con iniziative di diversificazione economica, ed è, al momento, uno dei più grandi progetti REDD+ in Africa ad aver ottenuto da parte di VERRA, organizzazione no-profit leader nella certificazione dei crediti di carbonio generati, la validazione CCB 'Triple Gold' standard per il suo eccezionale impatto sociale e ambientale. Eni si è impegnata ad acquistare i crediti di carbonio generati dal progetto fino al 2038. Nel corso dell'anno sono stati finalizzati gli accordi a sostegno dello sviluppo dei progetti Ntakata Mountains in Tanzania e Lower Zambezi in Zambia, ed inoltre è stato avviato il progetto Amigos de Lakmul in Messico. Nel 2021 i crediti generati da tali progetti sono stati pari a oltre 2 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

Eni sta continuando a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre collaborazioni con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America latina ed Asia. L'obiettivo nel medio-lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 20 milioni di tonnellate nel 2030.

## INIZIATIVE AGRO-FEEDSTOCK

Nei corso dell'anno Eni ha finalizzato accordi con le autorità del Kenya, Congo, Angola, Ruanda e Costa d'Avorio, nonché nel 2022 del Mozambico e del Benin con l'obiettivo di decarbonizzare il mix energetico locale attraverso la catena del valore dei biocarburanti promuovendo iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock (cariche Low ILUC – Indirect Land Use Change) per le bioraffinerie Eni, valorizzando aree marginali non destinabili alla catena alimentare. Il piano di sviluppo delle attività individuate si basa sull'integrazione verticale e comprende accordi con agricoltori e cooperative locali ai quali viene demandata la produzione di semi oleaginosi e la realizzazione da parte di Eni di centri di raccolta ed estrazione dell'olio (Agri Hubs). I sottoprodotti della filiera produttiva saranno destinati ai mercati locali ed eventualmente all'export. Le iniziative inoltre promuoveranno lo sviluppo rurale, il ripristino dei terreni attraverso l'agricoltura sostenibile e rigenerativa, con conseguenti effetti positivi sullo sviluppo socio-economico con ricadute occupazionali, opportunità di accesso al mercato nonché tutela dei diritti umani, salute e sicurezza alimentare. La definizione di ulteriori programmi, in analogia al modello adottato, è in corso di valutazione in altri Paesi. In particolare, l'avvio della produzione a livello industriale è previsto in una prima fase in: (i) Kenya, dove il programma di sviluppo prevede la realizzazione di 20 agri hub con avvio previsto nel 2022. Inoltre, l'accordo definito prevede anche attività di ingegneria finalizzate alla trasformazione dell'attuale raffineria di Mombasa in una bioraffineria per la produzione di HVO e Biojet; nonché la raccolta dell'UCO (Used Cooking Oil) ai fini dell'utilizzo come feedstock; (ii) Congo, dove l'avvio delle attività definite è previsto nel 2023. La capacità a regime prevede una produzione di 350 mila tonnellate a partire dal 2026 e un coinvolgimento di circa 300 mila agricoltori. La produzione complessiva è prevista successivamente raggiungere un volume di agro-feedstock di oltre 800 mila tonnellate al 2030, grazie al contributo delle iniziative addizionali negli altri Paesi. Nell'ambito di tale modello di sviluppo, nel novembre 2021 Eni ha finalizzato una partnership strategica con il Gruppo Bonifiche Ferraresi attraverso la costituzione di una joint venture paritetica. L'accordo prevede inoltre l'acquisto da parte di Eni di una partecipazione di minoranza nella controllata di BF Bonifiche Ferraresi. In particolare, le attività incluse nell'accordo prevedono: (i) ricerca e sperimentazione agricola di sementi di piante oleaginose da utilizzare come carica nelle bioraffinerie; (ii) supporto allo sviluppo dei progetti Eni nei Paesi di interesse attraverso il trasferimento di know-how, fornitura di sementi e prodotti per l'agricoltura.





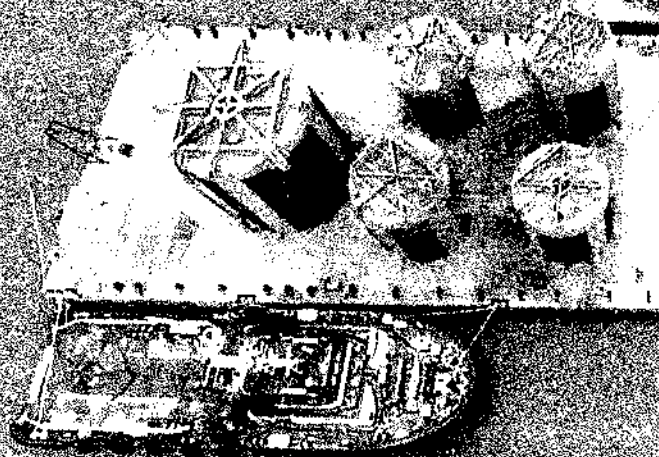
## Global Gas &amp; LNG Portfolio

€ 580 mln  
 Utile operativo adjusted  
 vs. 2020: +78%

70,45 mln mc  
 Vendite gas naturale nel mondo  
 vs. 2020: +8% anche grazie ai  
 maggiori volumi venduti di GNL

Accordo a Taiwan con  
 CPC Corporation  
 per la fornitura di un carico di GNL  
 certificato carbon neutral secondo  
 lo standard PAS2060

Conseguito il target  
 di zero infortuni  
 nel 2021



## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) <sup>(a)</sup>	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,00	1,15	0,56
di cui: dipendenti		0,00	0,99	0,96
contrattisti		0,00	1,37	0,00
Vendite gas naturale <sup>(b)</sup>	(miliardi di metri cubi)	70,45	64,99	72,85
Italia		36,88	37,30	37,98
Resto d'Europa		28,01	23,00	26,72
di cui: importatori in Italia		2,89	3,67	4,37
Mercati europei		25,12	19,33	22,35
Resto del mondo		5,56	4,69	8,15
Vendite di GNL <sup>(c)</sup>		10,9	9,5	10,1
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	847	700	711
di cui all'estero		571	410	418
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) <sup>(a)</sup>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	1,01	0,36	0,25

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Include vendite intercompany.

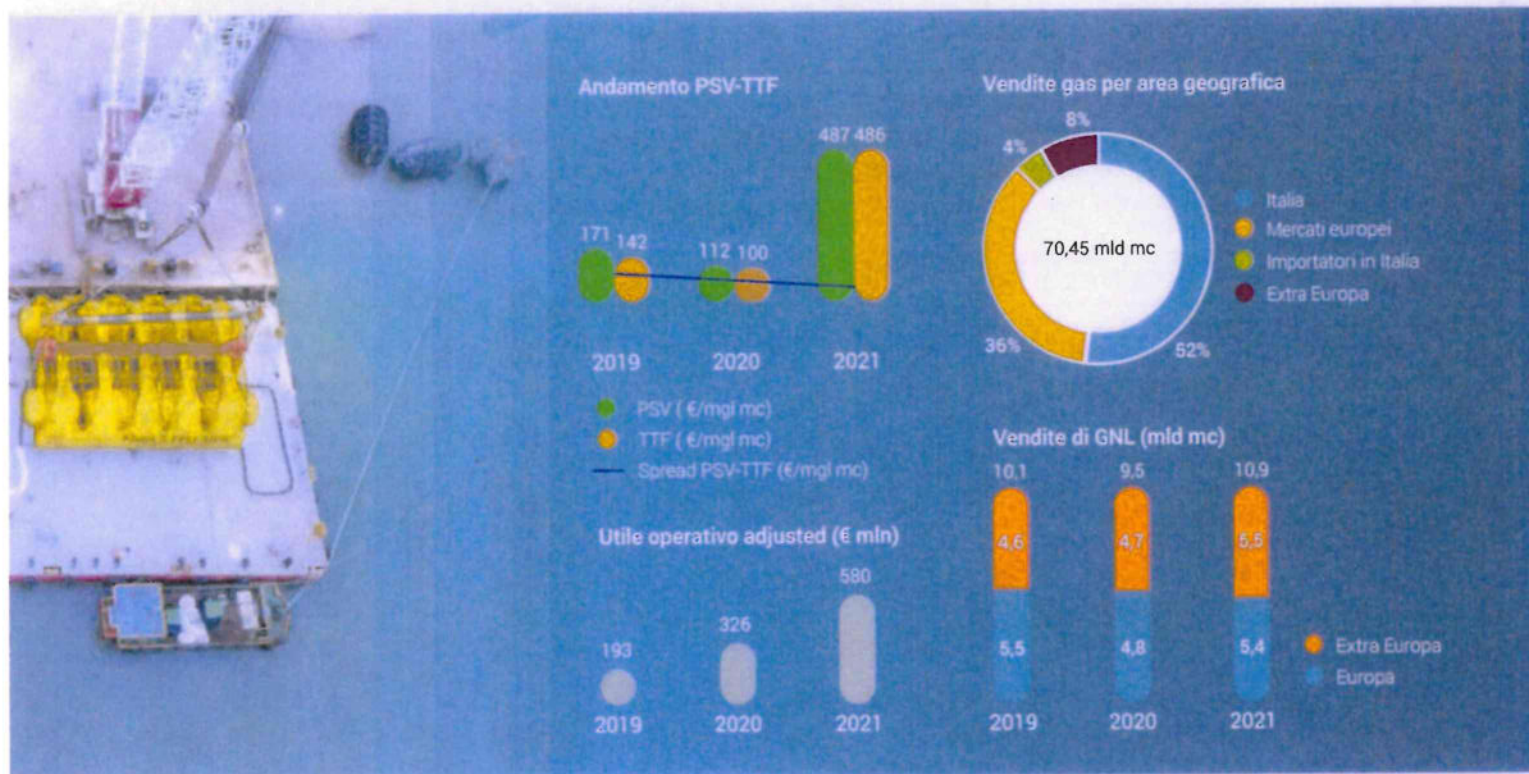
(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GSP (già incluse nelle vendite gas mondo).

## Performance dell'anno

- Conseguito il target di zero infortuni di dipendenti e contrattisti.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 1,01 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq. evidenziano un trend in aumento dell'incremento di volumi di gas trasportati dai gasdotti TTPC e TMPC e del consolidamento dell'impianto di liquefazione di Darnietta.
- Le vendite di gas naturale di 70,45 miliardi di metri cubi sono in aumento dell'8% rispetto al 2020 (+5,46 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di GNL di 10,9 miliardi di metri cubi sono in aumento del 14,7% rispetto al 2020.

85991384

73



## Sviluppi di business

Firmato un accordo con CPC Corporation, utility taiwanese, per la fornitura presso il terminale di ricezione di Yung An (Taiwan) di un carico di GNL certificato carbon neutral secondo lo standard riconosciuto a livello internazionale PAS2060, proveniente dall'impianto di liquefazione di Bontang in Indonesia alimentato con il gas del giacimento Eni di Jangkrik. Le emissioni GHG associate all'intera catena del valore del carico, includendo la produzione di gas, la trasmissione, la liquefazione, il trasporto, la rigassificazione, la distribuzione e l'utilizzo finale, sono state compensate dai crediti emissivi derivanti da progetti di conservazione delle foreste. In particolare, i crediti sono stati acquisiti da due progetti REDD+: Luangwa Community Forest in Zambia e Kulera Landscape in Malawi.

Nell'ambito della strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio, finalizzata alla crescita nei settori relativi alla transizione energetica, firmato un accordo per la cessione a Snam del 49,9% delle partecipazioni detenute (direttamente e indirettamente) da Eni nelle società che gestiscono i gasdotti onshore, che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (TMPC). L'operazione prevede il conferimento di tali partecipazioni in una JV della quale sarà ceduto a Snam il 49,9% per il corrispettivo di circa €385 milioni (Eni manterrà la quota residua del 50,1%). Tale transazione consente inoltre di valorizzare in maniera sinergica le rispettive competenze su una rotta strategica per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale in Italia, favorendo potenziali iniziative di sviluppo nella catena del valore dell'idrogeno dal Nord Africa.

È stata annunciata da parte del management la cessione della quota del 50% del gasdotto Blue Stream che trasporta gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero, commercializzato congiuntamente da Eni e Gazprom alla società di Stato della Turchia Botas.

Nel marzo 2021 è stata completata la ristrutturazione di Unión Fenosa Gas tramite la finalizzazione degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della JV Unión Fenosa Gas con i partner egiziani. L'accordo ha previsto la rilevazione della quota del 50% nell'impianto di Damietta e della relativa capacità di liquefazione, nonché delle attività di commercializzazione del gas in Spagna detenute da UFG ed il conseguente riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta.

*Alcalu se*

*[Signature]*



85991385

## GAS NATURALE

## APPROVVIGIONAMENTI

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 70,98 miliardi di metri cubi, in aumento di 8,82 miliardi di metri cubi, pari al 14,2% rispetto al 2020. I volumi di gas approvvigionati all'estero (67,39 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 95% del totale, sono aumentati rispetto al 2020 (+12,70 miliardi di metri cubi; +23%) principalmente per effetto dei maggiori volumi approvvigionati in Russia (+7,72 miliardi di metri cubi), in Algeria (+4,90 miliardi di metri cubi), nel Regno Unito (+1,03 miliardi di metri cubi) e in Indonesia (+0,66 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai minori acquisti effettuati in Libia (-1,26 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (3,59 miliardi di metri cubi) registrano una riduzione del 51,9% rispetto al periodo di confronto.

## APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>		<b>3,59</b>	<b>7,47</b>	<b>5,57</b>	<b>(3,88)</b>	<b>(51,9)</b>
Russia		30,21	22,49	24,36	7,72	34,3
Algeria (incluso il GNL)		10,12	5,22	6,66	4,90	93,9
Libia		3,18	4,44	5,86	(1,26)	(28,4)
Paesi Bassi		1,41	1,11	4,12	0,30	27,0
Norvegia		7,52	7,19	6,43	0,33	4,6
Regno Unito		2,65	1,62	1,75	1,03	63,6
Indonesia (GNL)		1,81	1,15	1,58	0,66	57,4
Qatar (GNL)		2,30	2,47	2,79	(0,17)	(6,9)
Altri acquisti di gas naturale		2,39	5,24	7,90	(2,85)	(54,4)
Altri acquisti di GNL		5,80	3,76	3,40	2,04	54,3
<b>ESTERO</b>		<b>67,39</b>	<b>54,69</b>	<b>64,86</b>	<b>12,70</b>	<b>23,2</b>
<b>TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>		<b>70,98</b>	<b>62,16</b>	<b>70,42</b>	<b>8,82</b>	<b>14,2</b>
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,86)	0,52	0,08	(1,38)	(265,4)
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,04)	(0,03)	(0,22)	(0,01)	(33,3)
<b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>		<b>70,08</b>	<b>62,65</b>	<b>70,28</b>	<b>7,43</b>	<b>11,9</b>
Disponibilità per le vendite delle società collegate		0,37	2,34	2,57	(1,97)	(84,2)
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>		<b>70,45</b>	<b>64,99</b>	<b>72,85</b>	<b>5,46</b>	<b>8,4</b>

Nel 2021, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,6 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti nazionali (2,2 miliardi di metri cubi); (iii) dell'Indonesia (0,9 miliardi di metri cubi); (iv) dei giacimenti libici (0,7 miliardi di metri cubi). I volumi di gas equity sono stati di 6,4 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 9% del totale delle disponibilità per la vendita. Le disponibilità per la vendita delle società collegate sono pari a 0,37 miliardi di metri cubi (-84,2% rispetto al 2020) e riguardano principalmente volumi approvvigionati in Spagna ed Oman.

## VENDITE

Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia. In tale scenario, la ripresa della domanda ha evidenziato incrementi di circa +7% e +6% nei consumi nazionali e nell'UE rispetto al 2020. Le vendite di gas naturale di 70,45 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) riportano una crescita di 5,46 miliardi di metri cubi vs. 2020, pari all'8,4% principalmente per maggiori vendite in Turchia e maggiori volumi commercializzati di GNL.

## VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
<b>Vendite delle società consolidate</b>		<b>69,99</b>	<b>62,58</b>	<b>70,17</b>	<b>7,41</b>	<b>11,8</b>
Italia (inclusi autoconsumi)		36,88	37,30	37,98	(0,42)	(1,1)
Resto d'Europa		27,69	21,54	25,21	6,15	28,6
Extra Europa		5,42	3,74	6,98	1,68	44,9
<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>		<b>0,46</b>	<b>2,41</b>	<b>2,68</b>	<b>(1,95)</b>	<b>(80,9)</b>
Resto d'Europa		0,32	1,46	1,51	(1,14)	(78,1)
Extra Europa		0,14	0,95	1,17	(0,81)	(85,3)
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>		<b>70,45</b>	<b>64,99</b>	<b>72,85</b>	<b>5,46</b>	<b>8,4</b>

Le vendite in Italia pari a 36,88 miliardi di metri cubi sono in riduzione dell'1,1%, principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati all'Hub e presso il settore termoelettrico ed industriale, in parte compensati dalle maggiori vendite al segmento grossisti. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (2,89 miliardi di metri cubi; -21,3% rispetto al 2020) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 25,12 miliardi di metri cubi sono in aumento del 30% (+5,79 miliardi di metri cubi) rispetto al 2020.

Le vendite nei mercati extra europei pari a 5,56 miliardi di metri cubi hanno registrato un aumento del 18,6% rispetto allo scorso esercizio (+0,87 miliardi di metri cubi) a seguito dei maggiori volumi commercializzati nei mercati asiatici.

#### VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
ITALIA		36,88	37,30	37,98	(0,42)	(1,1)
Grossisti		13,37	12,89	13,08	0,48	3,7
PSV e borsa		12,13	12,73	12,13	(0,60)	(4,7)
Industriali		4,07	4,21	4,62	(0,14)	(3,3)
Termoelettrici		0,94	1,34	1,90	(0,40)	(29,9)
Autoconsumi		6,37	6,13	6,25	0,24	3,9
VENDITE INTERNAZIONALI		33,57	27,69	34,87	5,88	21,2
Resto d'Europa		28,01	23,00	26,72	5,01	21,8
Importatori in Italia		2,89	3,67	4,37	(0,78)	(21,3)
Mercati europei:		25,12	19,33	22,35	5,79	30,0
Penisola Iberica		3,75	3,94	4,22	(0,19)	(4,8)
Germania/Austria		0,69	0,35	2,19	0,34	97,1
Benelux		3,47	3,58	3,78	(0,11)	(3,1)
Regno Unito		2,65	1,62	1,75	1,03	63,6
Turchia		8,50	4,59	5,56	3,91	85,2
Francia		5,80	5,01	4,47	0,79	15,8
Altro		0,26	0,24	0,38	0,02	8,3
Mercati extra europei		5,56	4,69	8,15	0,87	18,6
TOTALE VENDITE GAS MONDO		70,45	64,99	72,85	5,46	8,4

*Al valore*

#### GNL

##### VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Europa		5,4	4,8	5,5	0,6	12,5
Extra Europa		5,5	4,7	4,6	0,8	17,0
TOTALE VENDITE GNL		10,9	9,5	10,1	1,4	14,7

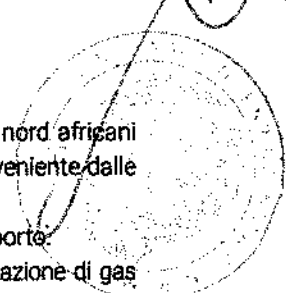
Le vendite di GNL (10,9 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 14,7% rispetto al 2020 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dall'Egitto, Qatar, Indonesia e Nigeria e commercializzato in Europa e Asia.

#### TRASPORTO INTERNAZIONALE

Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia.

Eni partecipa, inoltre, al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto.

I principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni sono: (i) il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri; (ii) il gasdotto TMPC, per l'importazione di gas algerino (775 chilometri); (iii) il gasdotto GreenStream, per l'importazione del gas libico composto da una linea di 520 chilometri; infine (iv) Eni partecipa al gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero.



*DE*



85931327

# Energy Evolution



8530 1338



## Refining &amp; Marketing e Chimica

**1,1** mln ton/a  
Capacità di bioraffinazione

**€152** mln  
Utile operativo adjusted  
del settore vs. 2020: +€146 mln

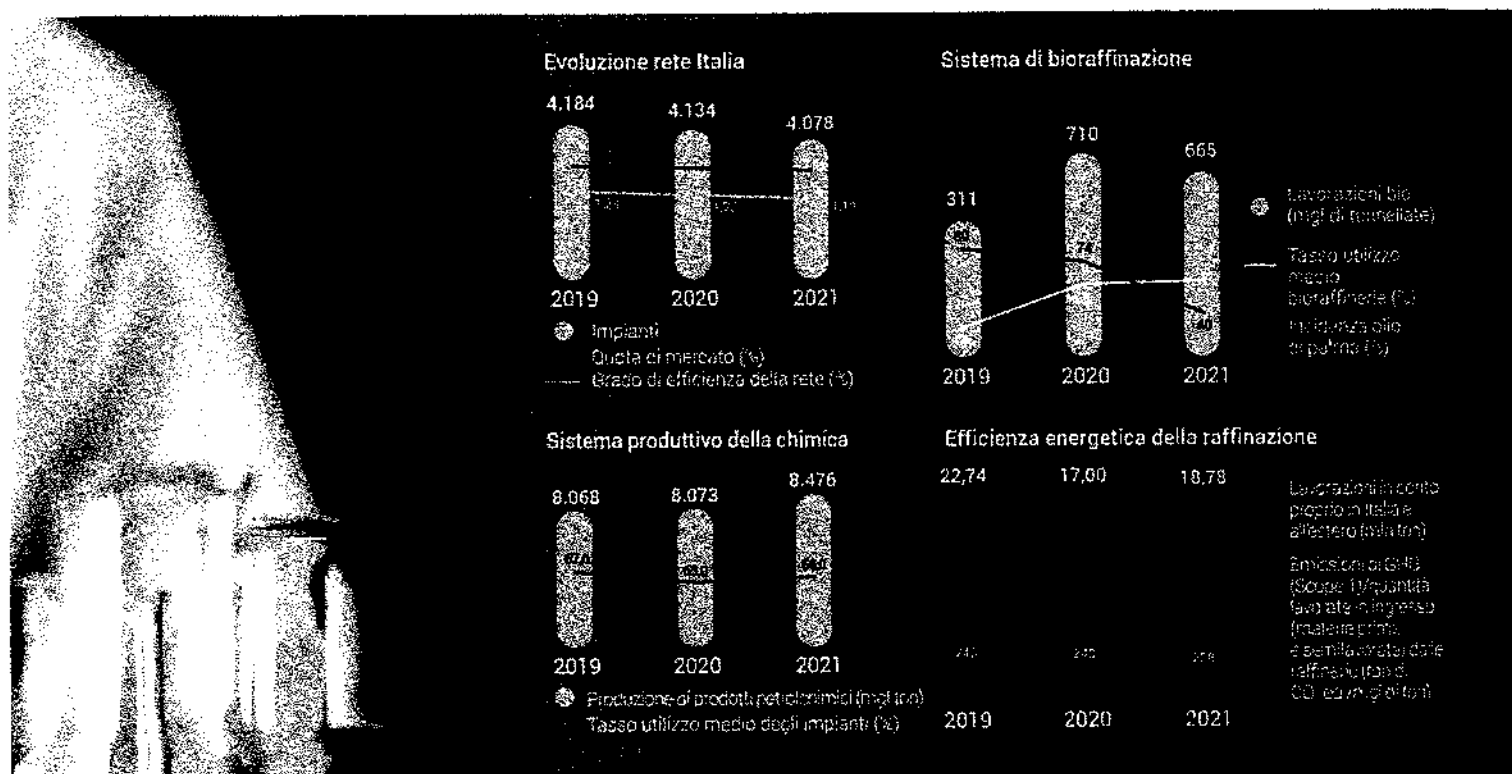
**4,5** mln ton  
Vendite di prodotti petrolchimici vs. 2020:  
+3% grazie alla ripresa della domanda

**228**  
ton di CO<sub>2</sub>eq./mgl di ton  
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità  
lavorate in ingresso (materie prime  
e semilavorate) dalle raffinerie  
vs. 2020: -8%

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) <sup>(a)</sup>	(Infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,80	0,27
di cui: dipendenti		1,13	1,17	0,24
contrattisti		0,49	0,48	0,29
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	665	710	311
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1
Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie	(%)	65	63	44
Grado di conversione del sistema di raffinazione tradizionale		49	54	54
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale		76	69	88
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,23	6,61	8,25
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.314	5.369	5.411
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.521	1.390	1.766
Grado di efficienza della rete	(%)	1,19	1,22	1,23
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.476	8.073	8.068
Vendite di prodotti petrolchimici		4.451	4.339	4.295
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	66	65	67
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	13.072	11.471	11.626
di cui all'estero		4.044	2.556	2.591
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) <sup>(a)</sup>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	6,72	6,65	7,97
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di tonnellate)	228	248	248

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.



## Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro (0,80) evidenzia una sostanziale tenuta rispetto al 2020.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) hanno registrato un lieve aumento (+1%) rispetto al 2020, a seguito della ripresa delle attività in particolare nel settore della chimica.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) delle raffinerie risultano in riduzione dell'8% rispetto al 2020, nonostante i maggiori volumi lavorati presso i siti di Sannazzaro e Livorno.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (esclusi i volumi lavorati presso ADNOC Refining) nel 2021 sono state di 18,78 milioni di tonnellate, in aumento del 10,5% rispetto al periodo di confronto, beneficiando della ripresa economica del 2021 sostenuta dal riavvio delle attività che nel 2020 erano impattate dal parziale lockdown dell'economia.
- In riduzione i volumi di lavorazione di oli vegetali in un contesto di scenario particolarmente depresso (665 milioni di tonnellate, -6% rispetto al 2020).
- Vendite sulla rete in Italia (5,12 milioni di tonnellate) in aumento rispetto al 2020 (+12%) per la progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone. Quota di mercato pari a 22,3% (23,2% nel 2020).
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 4,45 milioni di tonnellate sono aumentate del 3% grazie alla crescita macroeconomica, al rimbalzo della domanda in settori trainanti, quali il packaging e alla ripresa del settore automotive.

*Handwritten signature: Albalade*

*Handwritten signature: [unclear]*

*Handwritten signature: [unclear]*



## Sviluppi di business e operazioni di portafoglio

Al fine di ampliare il portafoglio della gamma dei polimeri da riciclo Versalis Revive® e di consolidare la leadership europea nei polimeri stirenici, Versalis ha acquisito la tecnologia e gli impianti di EcoPlastic, società specializzata nella filiera del recupero, riciclo e trasformazione dei polimeri stirenici. Si tratta del primo step del progetto di trasformazione del sito di Porto Marghera, che prevede per il prossimo anno l'installazione degli impianti acquisiti per la produzione di polimeri stirenici ottenuti totalmente da materia prima da riciclo. La capacità complessiva di questa prima fase sarà di circa 20 mila tonnellate/anno.

Finalizzata, nel mese di settembre, l'acquisizione del controllo di Finproject da parte di Versalis esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020. La società acquisita complementa il portafoglio di specialties di Versalis, consolidando la posizione di leader nel settore italiano delle applicazioni di polimeri formulati a elevate prestazioni e del compounding, meno soggetti alle oscillazioni delle commodity. Nel mese di gennaio 2022 la società Finproject ha ottenuto la certificazione ISCC Plus per le produzioni di compound e di prodotti da materie prime sostenibili.

## Economia circolare e chimica green

Finalizzata l'acquisizione della società FRI-EL Biogas Holding, leader italiano nel settore della produzione di biogas. La società, rinominata EniBioCh4in, possiede e gestisce impianti per la generazione di energia elettrica da biogas e un impianto per il trattamento della FORSU, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Eni intende convertire tali impianti alla produzione di biometano da commercializzare nelle stazioni di servizio Eni.

Versalis, nella più ampia strategia di decarbonizzazione Eni, ha avviato un piano di trasformazione che punta a rendere le proprie attività e prodotti sempre più diversificati e sostenibili nel rispetto dei principi dell'economia circolare.

Nel corso del 2021, è stata ampliata l'offerta di prodotti "circolari" realizzati con materie prime da riciclo da Versalis. Alla linea di prodotti Versalis Revive® si aggiunge infatti un nuovo prodotto denominato Versalis Revive® PS Air F – Series Forever e destinato all'imballaggio alimentare e realizzato per il 75% con polistirene riciclato ricavato dalla raccolta differenziata domestica. Il nuovo prodotto sviluppato da Versalis e Forever Plast SpA, è frutto della collaborazione con vari operatori della filiera dell'industria del polistirene: Corepla, Pro Food e Unionplast.

È stato inoltre confermato l'impegno rivolto allo sviluppo di tecnologie innovative sostenibili, attraverso l'accordo firmato con BTS Biogas, società italiana attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti di produzione di biogas, per lo sviluppo e la commercializzazione di una tecnologia per la produzione di biogas e biometano da biomasse residuali lignocellulosiche che farà leva sull'integrazione della tecnologia proprietaria Versalis per il pretrattamento termomeccanico delle biomasse, con quella di BTS Biogas per la produzione di biogas e biometano per via fermentativa.

Infine, sottoscritto un accordo tra Matrìca (joint venture Versalis/Novamont) e Lanxess leader nel settore delle specialità chimiche per la produzione di biocidi da materie prime rinnovabili. Da gennaio 2022 è stata avviata la fornitura di materie prime da fonti rinnovabili dell'impianto di Porto Torres ottenute da oli vegetali che Lanxess utilizzerà per produrre additivi industriali con azione biocida destinata al settore dei beni di consumo.

## Mobilità sostenibile

Nell'ambito della strategia Eni di crescita della mobilità sostenibile, è stato firmato un accordo per offrire presso le stazioni di servizio Eni il servizio di sostituzione delle batterie (battery swapping) delle city car del produttore automobilistico XEV. L'accordo prevede che dal 2022 le city car XEV YOYO a zero emissioni entreranno a far parte della flotta Enjoy.

85001392

81

Inoltre, al fine di promuovere iniziative di decarbonizzazione del settore aereo e accelerare il processo di transizione ecologica degli aeroporti è stato siglato un accordo con SEA, società di gestione degli aeroporti di Milano Malpensa e Milano Linate, per l'introduzione di combustibili sostenibili destinati all'aviazione (SAF – Sustainable Aviation Fuel) e alla movimentazione a terra (HVO – Hydrotreated Vegetable Oil). L'accordo è in linea con il percorso già intrapreso con Aeroporti di Roma, che nel gennaio 2022 ha dato il via alle prime forniture di biocarburante idrogenato HVO puro, prodotto nella bioraffineria Eni di Porto Marghera, per alimentare i mezzi stradali per la movimentazione dei passeggeri a ridotta mobilità in ambito aeroportuale.

La produzione del SAF è stata avviata nel mese di ottobre impiegando esclusivamente scarti e residui, in linea con la decisione strategica di non utilizzare olio di palma dal 2023.

Nell'ambito del percorso verso la decarbonizzazione, firmata una lettera d'intenti con Air Liquide per lo sviluppo della mobilità a idrogeno in Italia. In particolare, la collaborazione prevederà uno studio di fattibilità e sostenibilità per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno low carbon e rinnovabile a supporto del mercato dei veicoli a celle a combustibile per la mobilità pesante e leggera.

Infine è stato sottoscritto un accordo strategico con BASF relativo a una nuova tecnologia per la produzione di bio-propanolo da glicerina ottenuta dalla produzione del biodiesel FAME (Fatty Acid Methyl Esters), destinato all'utilizzo come componente bio nella formulazione di carburanti.

## Tecnologie proprietarie

Le tecnologie proprietarie svolgeranno un ruolo fondamentale nell'accelerare la riconversione "green" di Versalis riducendo la dipendenza dal feedstock petrolifero; tra queste Eni punta sul riciclo chimico delle plastiche non riutilizzabili (tecnologia HOOP), sulla valorizzazione delle biomasse forestali per la produzione di bioetanolo e biogas (tecnologia PROESA) in collaborazione con partner qualificati come Saipem e BTS Biogas. Al fine di valorizzare le tecnologie proprietarie e rafforzare la presenza Eni nel continente asiatico, Versalis ha concesso in licenza a Supreme Petrochem Ltd., leader nel mercato indiano del polistirene compatto ed espandibile, la tecnologia a massa continua per la realizzazione di un impianto nello Stato di Maharashtra (India), tale tecnologia permette di produrre polimeri stirenici a ridotto impatto ambientale, grazie alle bassissime emissioni e ai ridotti consumi energetici.

## REFINING & MARKETING

### APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2021 sono state acquistate 18,85 milioni di tonnellate di petrolio (17,37 milioni di tonnellate nel 2020) di cui 3,85 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 10,79 milioni di tonnellate sul mercato spot e 4,21 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 20% dal Medio Oriente, 18% dalla Russia, 15% dall'Asia Centrale, 15% dall'Africa Settentrionale, 11% dall'Italia, 11% dall'Africa Occidentale, 2% dal Mare del Nord e 8% da altre aree.

#### ACQUISTI

	(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Greggi equity		3,85	3,55	4,24	0,30	8,5
Altri greggi		15,00	13,82	19,19	1,18	-8,5
Totale acquisti di greggi		18,85	17,37	23,43	1,48	-8,5
Acquisti di semilavorati		0,26	0,11	0,26	0,15	156,4
Acquisti di prodotti		10,66	10,31	11,45	0,35	3,4
TOTALE ACQUISTI		29,77	27,79	35,14	1,98	7,1
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,31)	(0,35)	(0,35)	0,04	11,4
Altre variazioni <sup>(a)</sup>		(0,89)	(0,69)	(2,08)	(0,20)	(29,0)
TOTALE DISPONIBILITÀ		28,57	26,75	32,71	1,82	6,8

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

85901393

**RAFFINAZIONE**

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2021 ammontano a 18,78 milioni di tonnellate, in aumento rispetto al 2020 (+10,5%) per effetto delle maggiori lavorazioni presso le raffinerie in Italia, a seguito del minore impatto COVID-19 rispetto al periodo di confronto caratterizzato dal parziale lockdown dell'economia, in parte compensato da uno scenario sfavorevole.

In Italia i volumi processati pari a 16,51 milioni di tonnellate sono in aumento rispetto al 2020 (+11,4%), principalmente grazie ai maggiori volumi lavorati presso la raffineria di Sannazzaro.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,27 milioni di tonnellate sono aumentate di circa 90 mila tonnellate (+4,1%) a seguito delle minori fermate rispetto al periodo di confronto, parzialmente compensate dallo scenario sfavorevole. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 14,01 milioni di tonnellate, in aumento del 10,1% (pari a 1,29 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 76%.

Il 21% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in leggero calo rispetto al 2020 (21,2%).

**BIORAFFINAZIONE**

I volumi di bio-feedstock processati sono pari a 665 mila tonnellate in diminuzione del 6% rispetto al 2020 (40 mila tonnellate), a seguito delle maggiori fermate presso la bioraffineria di Venezia in un contesto di scenario depresso.

Inoltre l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di biodiesel è stata ridotta di circa 34 punti percentuali rispetto al 2020 grazie all'avvio della linea BTU, Biomass Treatment Unit, presso Gela che a regime consentirà di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare. Confermato l'obiettivo di totale eliminazione dell'olio di palma dal 2023 nei processi di raffinazione.

Nel 2021 sono state esitate produzioni di biocarburanti (HVO) per circa 585 mila tonnellate secondo le certificazioni in uso (Direttive Europee RED e correlate), in riduzione del 6%.

**DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI**

	(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		14,01	12,72	12,26	1,29	10,1
Lavorazioni in conto terzi		(1,71)	(1,75)	(1,25)	0,04	2,3
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,21	3,85	4,69	0,36	9,4
Lavorazioni in conto proprio		16,51	14,82	20,70	1,69	11,4
Consumi e perdite		(1,11)	(0,97)	(1,38)	(0,14)	(14,8)
Prodotti disponibili da lavorazioni		15,40	13,85	19,32	1,55	11,2
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		7,38	7,18	7,27	0,20	2,8
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,67)	(0,66)	(0,68)	(0,01)	(1,5)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,31)	(0,35)	(0,35)	0,04	11,4
Prodotti venduti		21,80	20,02	25,56	1,78	8,9
Totale lavorazioni bio		0,67	0,71	0,31	(0,04)	(5,6)
<b>ESTERO</b>						
Lavorazioni in conto proprio		2,27	2,18	2,04	0,09	4,1
Consumi e perdite		(0,18)	(0,17)	(0,18)	(0,01)	(5,9)
Prodotti disponibili da lavorazioni		2,09	2,01	1,86	0,08	4,0
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		3,41	3,39	4,17	0,02	0,6
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,67	0,66	0,68	0,01	1,5
Prodotti venduti		6,17	6,06	6,71	0,11	1,8
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		18,78	17,00	22,74	1,78	10,5
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity		3,86	3,55	4,24	0,31	8,7
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		27,97	26,08	32,27	1,89	7,2
Vendite di greggi		0,60	0,67	0,44	(0,07)	(10,4)
<b>TOTALE VENDITE</b>		<b>28,57</b>	<b>26,75</b>	<b>32,71</b>	<b>1,82</b>	<b>6,8</b>



855 / 394

**DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI**

Le vendite di prodotti petroliferi (27,97 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,89 milioni di tonnellate rispetto al 2020, pari al 7,2%, per effetto del minor impatto delle misure limitative alla mobilità nel 2021.

**VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO**

	(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Rete		5,12	4,56	5,81	0,56	12,3
Extrarete		6,02	5,75	7,68	0,27	4,7
Petrochimica		0,52	0,61	0,83	(0,09)	(14,8)
Altre vendite		10,14	9,10	11,24	1,04	11,4
Vendite in Italia		21,80	20,02	25,56	1,78	8,9
Rete resto d'Europa		2,11	2,05	2,44	0,06	2,9
Extrarete resto d'Europa		2,19	2,40	2,63	(0,21)	(8,8)
Extrarete mercati extra europei		0,52	0,48	0,48	0,04	8,3
Altre vendite		1,35	1,13	1,16	0,22	19,5
Vendite all'estero		6,17	6,06	6,71	0,11	1,8
<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>		<b>27,97</b>	<b>26,08</b>	<b>32,27</b>	<b>1,89</b>	<b>7,2</b>

**Vendite rete Italia**

Le vendite sulla rete in Italia (5,12 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2020 (0,56 milioni di tonnellate, +12,3%) come risultante della progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone. L'erogato medio (1.362 mila litri) è aumentato di 156 mila litri rispetto al 2020 (1.206 mila litri). La quota di mercato media del 2021 è del 22,3% in diminuzione rispetto al 2020 (23,2%).

Al 31 dicembre 2021 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.078 stazioni di servizio con una riduzione di 56 unità rispetto al 31 dicembre 2020 (4.134 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (65 unità), della riduzione delle concessioni autostradali (4 unità) in parte bilanciato dal saldo positivo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (13 unità).

**VENDITE PER PRODOTTO/CANALE**

	(milioni di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Italia		11,14	10,31	13,49	0,83	8,1
Vendite rete		5,12	4,56	5,81	0,56	12,3
Benzina		1,38	1,16	1,44	0,22	19,0
Gasolio		3,38	3,10	3,95	0,28	9,0
GPL		0,31	0,27	0,38	0,04	14,8
Altri prodotti		0,05	0,03	0,04	0,02	66,7
Vendite extrarete		6,02	5,75	7,68	0,27	4,7
Gasolio		3,11	3,11	3,41	0,00	0,0
Oli combustibili		0,03	0,02	0,06	0,01	50,0
GPL		0,17	0,18	0,18	(0,01)	(5,6)
Benzina		0,34	0,30	0,47	0,04	13,3
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08	0,00	0,0
Bunker		0,59	0,63	0,77	(0,04)	(6,3)
Jet fuel		0,92	0,70	1,92	0,22	31,4
Altri prodotti		0,78	0,73	0,79	0,05	6,8
Estero (rete + extrarete)		4,82	4,93	5,55	(0,11)	(2,2)
Benzina		1,06	1,13	1,31	(0,07)	(6,2)
Gasolio		2,78	2,73	3,02	0,05	1,8
Jet fuel		0,07	0,09	0,29	(0,02)	(22,2)
Oli combustibili		0,08	0,13	0,09	(0,05)	(38,5)
Lubrificanti		0,11	0,09	0,09	0,02	22,2
GPL		0,53	0,50	0,50	0,03	6,0
Altri prodotti		0,19	0,26	0,25	(0,07)	(26,9)
<b>TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE</b>		<b>15,96</b>	<b>15,24</b>	<b>19,04</b>	<b>0,72</b>	<b>4,7</b>

85991395

### Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,11 milioni di tonnellate hanno registrato un incremento del 2,9% rispetto al 2020, a seguito dei maggiori volumi venduti in Austria, Francia e Spagna beneficiando della ripresa dell'economia e della mobilità delle persone.

Al 31 dicembre 2021 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.236 stazioni di servizio, (+1 unità rispetto al 31 dicembre 2020) principalmente grazie alle aperture in Spagna bilanciate dalle riduzioni dei distributori in Svizzera e Francia. L'erogato medio (2.025 mila litri) è aumentato di 45 mila litri rispetto al 2020 (1.980 mila litri).

### Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 6,02 milioni di tonnellate sono aumentate del 4,7% rispetto al 2020, per effetto del minor impatto delle misure restrittive e per la ripresa del trasporto aereo.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,19 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'8,8% rispetto al 2020, in particolare in Germania, Svizzera ed Austria.

Le vendite al settore Petrochimica (0,52 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 14,8%. Le altre vendite in Italia e all'estero (11,49 milioni di tonnellate) sono in crescita di 1,26 milioni di tonnellate, +12,3% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

## CHIMICA

### DISPONIBILITÀ E VENDITE DI PRODOTTI

	(migliaia di tonnellate)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Intermedi		6.284	5.861	5.818	423	7,2
Polimeri		2.184	2.211	2.250	(27)	(1,2)
Biochem		8	1		7	..
Produzioni di prodotti petrolchimici		8.476	8.073	8.068	403	5,0
Moulding & Compounding		20			20	
Totale produzioni		8.496	8.073	8.068	423	5,2
Consumi e perdite		(4.590)	(4.366)	(4.307)	(224)	(5,1)
Acquisti e variazioni rimanenze		565	632	534	(67)	(10,6)
Totale disponibilità		4.471	4.339	4.295	132	3,0
Intermedi		2.648	2.539	2.519	109	4,3
Polimeri		1.771	1.790	1.766	(19)	(1,1)
Oilfield chemicals		24	9	10	15	..
Biochem		8	1		7	..
Vendite di prodotti petrolchimici		4.451	4.339	4.295	112	2,6
Moulding & Compounding		20			20	
Totale Vendite		4.471	4.339	4.295	132	3,0

Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.451 mila tonnellate sono in leggero aumento rispetto al 2020 (+112 mila tonnellate, pari al 2,6%), grazie alla crescita macroeconomica e al rimbalzo della domanda in settori trainanti quali il packaging e il settore dei beni durevoli ed una ripresa del settore automotive. Tale performance riflette inoltre la capacità di catturare volumi di vendite addizionali grazie alla maggiore disponibilità degli impianti ottenuta anche riprogrammando le fermate poliennali, per sfruttare i benefici derivanti della ripresa della domanda e dalla riduzione delle importazioni da paesi produttori (USA e Medio Oriente) anche per effetto di shortage temporanei di prodotto.

I prezzi medi unitari nel business intermedio sono aumentati complessivamente del 56,3% rispetto al 2020, con gli aromatici e le olefine in crescita rispettivamente dell'84,7% e del 52,9%. Si registra un incremento del 66,6% rispetto al 2020 nel business polimeri.

85971396

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 8.476 mila tonnellate (+403 mila tonnellate rispetto al 2020) risentono delle maggiori produzioni di intermedi (+423 mila tonnellate) in particolare olefine, in parte compensate dai minori volumi di stirenici rispetto al 2020 (-78 mila tonnellate).

I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (+527 mila tonnellate) e di Dunkerque (+221 mila tonnellate), compensati dalle minori lavorazioni presso Brindisi (-201 mila tonnellate) e Porto Marghera (-140 mila tonnellate).

La capacità produttiva nominale è sostanzialmente in linea rispetto al 2020. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 66% (65% nel 2020).

## ANDAMENTO PER BUSINESS

### Intermedi

I ricavi degli intermedi (€2.166 milioni) sono aumentati del 63% (+€837 milioni rispetto al 2020), per effetto sia dell'incremento delle quotazioni sia delle maggiori disponibilità di prodotto. Le vendite sono aumentate in particolare per le olefine (+7,6%). I prezzi medi unitari di vendita, in aumento complessivamente del 56,3%, riflettono in particolare i prezzi degli aromatici (+84,7%), delle olefine (+52,9%) e dei derivati (+50,1%). Le produzioni di intermedi (6.284 migliaia di tonnellate) sono aumentate del 7,2% rispetto al 2020, con incrementi più significativi negli aromatici (+14,2%) e nelle olefine (+7,2%). In riduzione i derivati (-7,3%).

### Polimeri

I ricavi dei polimeri (€3.114 milioni) sono aumentati del 64,9% (+€1.226 milioni vs 2020) per effetto dell'incremento dei prezzi medi unitari (+66,6%). Il business degli stirenici ha beneficiato del più elevato prezzo di vendita (+68,9%), nonostante il calo dei volumi venduti (-7,9%) per minore disponibilità di prodotto a causa della fermata manutentiva a Mantova.

La riduzione dei volumi è attribuibile principalmente a GPPS (-23%), ABS (-16,6%) e polistirolo compatto (-3,3%), compensati da maggiori vendite di stirene (+13,4%).

L'incremento dei volumi venduti di elastomeri (11,4%) è attribuibile ai maggiori volumi di lattici (+23,6%), di EPR (+40,5%) e di gomme NBR (+14,8%). Complessivamente in leggera riduzione i volumi venduti del business polietilene (-1,4%) con minori vendite di HDPE (-10,3%) e di LDPE (-3,4%), compensate da maggiori vendite di EVA (+6,4%); si rileva inoltre un aumento dei prezzi medi di vendita (73,9%). Le produzioni di polimeri (2.184 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2020 principalmente negli stirenici (-7,9%), parzialmente compensate dalle maggiori produzioni di elastomeri (+13,4%).

### Oilfield Chemicals, Biochem e Moulding&Compounding

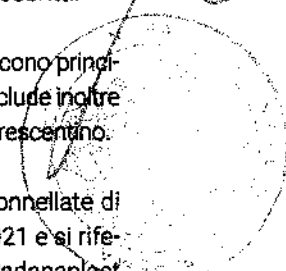
I ricavi degli Oilfield Chemicals (€65 milioni) sono aumentati del 16,1% (+€9 milioni rispetto al 2020) per effetto dell'aumento dei volumi di vendita (15 mila tonnellate) derivanti da nuovi contratti sottoscritti.

I ricavi del business Biochem (€60 milioni) sono aumentati di €54 milioni rispetto al 2020 e si riferiscono principalmente alle vendite di disinfettante prodotto presso lo stabilimento di Crescentino. L'ammontare include inoltre la quota di ricavo da vendite di energia prodotta presso la centrale elettrica a biomasse dell'hub di Crescentino.

I ricavi derivanti dal business del Moulding & Compounding (€70 milioni) a fronte di 20 mila tonnellate di prodotti venduti, sono relativi al consolidamento del gruppo Finproject avvenuto il 1° ottobre 2021 e si riferiscono alle attività di compounding per €21 milioni, moulding per €24 milioni e per le attività Padanaplast per €25 milioni.

*Valore*

*7*



*OK*



# Plenitude & Power

Ebitda Plenitude

€ 0,6 mld

Raggiunto il target di &gt;2 GW di capacità installata e in costruzione

7,85 mld mc

Vendite retail e business gas vs. 2020: +2%

16,49 TWh

Vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali vs. 2020: +52% grazie allo sviluppo delle attività in Italia e all'estero

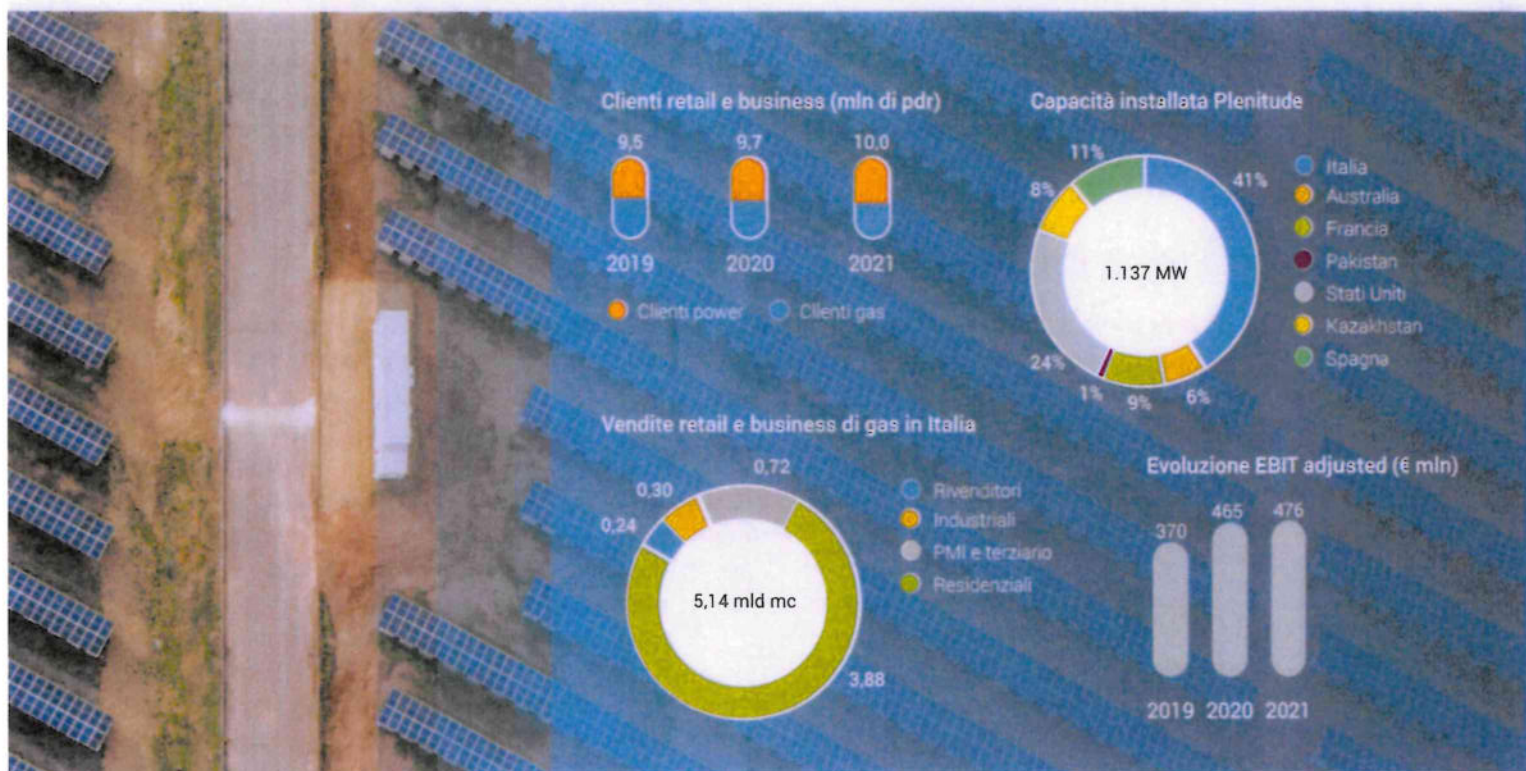
986 GWh

Produzione di energia da fonti rinnovabili quasi triplicata vs. 2020

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) <sup>(a)</sup>	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,29	0,32	0,62
di cui: dipendenti		0,49	0,00	0,30
contrattisti		0,00	0,73	0,95
<b>Plenitude</b>				
Vendite retail e business gas	(miliardi di metri cubi)	7,85	7,68	8,62
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	16,49	12,49	10,92
Clienti retail e business	(milioni di PDR)	10,04	9,70	9,55
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	986	340	61
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.137	335	174
<b>Power</b>				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	28,54	25,33	28,28
Produzione termoelettrica		22,36	20,95	21,66
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	2.464	2.092	2.056
di cui: all'estero		600	413	358
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) <sup>(a)</sup>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	10,03	9,63	10,22
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Eni Power) <sup>(a)</sup>	(gCO <sub>2</sub> eq./kWh eq.)	380	391	394

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

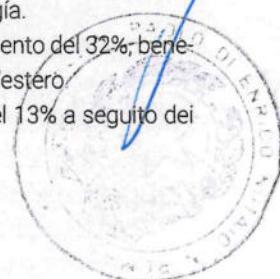


## Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è migliorato del 9,3% rispetto al 2020, grazie all'ottima performance ottenuta dai contrattisti.
- Le emissioni di GHG (Scope 1) aumentano del 4% rispetto al 2020 come conseguenza dell'incremento dei livelli produttivi delle centrali Power.
- L'indice relativo alle emissioni di GHG (Scope 1) per unità di energia elettrica prodotta registra un trend in riduzione rispetto al 2020 (-3%) beneficiando del minore impiego di syngas nel processo produttivo della centrale di Ferrera Erbognone.
- La produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 986 GWh, quasi triplicata rispetto al periodo di confronto (340 GWh nel 2020), principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia, negli Stati Uniti, in Francia e in Spagna.
- Al 31 dicembre 2021 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 1.137 MW, di cui il 51% riferita a impianti eolici e il 48% a impianti fotovoltaici (potenza installata di storage pari a 1%).
- Le vendite retail e business di gas sono pari a 7,85 miliardi di metri cubi, in crescita del 2% rispetto al 2020, per effetto del minore impatto del COVID-19 rispetto al 2020 e dell'acquisizione di Aldro Energía.
- Le vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali pari a 16,49 TWh sono in aumento del 32%, beneficiando dell'acquisizione di Aldro Energía, nonché dello sviluppo delle attività in Italia e all'estero.
- Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi sono state di 28,54 TWh, in aumento del 13% a seguito dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

## Valorizzazione del portafoglio

Nell'ambito delle iniziative volte ad estrarre valore dalla ristrutturazione del portafoglio creando veicoli indipendenti e focalizzati in grado di attrarre capitali, creare valore e accelerare la crescita, è stato avviato l'iter di quotazione di Plenitude, la controllata Eni che integra le attività retail Gas & Power, rinnovabili e mobilità elettrica con l'obiettivo di



*Realizzazione*

*[Signature]*

*[Signature]*



05991/299

decarbonizzare il portafoglio clienti Eni, contribuendo al target di abbattimento delle nostre emissioni GHG Scope 3. La costituzione della nuova entità Plenitude si inquadra nella strategia e nell'impegno di lungo termine Eni a essere una compagnia energetica decarbonizzata e incentrata sulla sostenibilità. La decisione è in linea con uno scenario industriale favorevole, con la crescita della domanda di energie rinnovabili e di prodotti energetici verdi per clienti retail.

Il 14 marzo 2022 Eni ha firmato un accordo con la società di investimento Sixth Street per la cessione della quota del 49% in EniPower che detiene 6 centrali a gas. Tale accordo, soggetto ad alcune condizioni sospensive e alle autorizzazioni delle competenti Autorità, si inquadra nella strategia Eni di valorizzazione dei propri asset e liberare risorse per la transizione energetica. Eni manterrà il controllo di EniPower in termini operativi nonché il consolidamento della società.

## Sviluppi di portafoglio

- ▶ In linea con la strategia Eni di transizione energetica e decarbonizzazione di prodotti e processi, finalizzata l'acquisizione del 100% di Be Power, società che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano di colonnine di ricarica per auto elettriche con oltre 6 mila punti. Be Power gestisce le proprie colonnine e quelle di altri operatori tramite una piattaforma tecnologica proprietaria e fornisce servizi ai conducenti di veicoli elettrici su propri punti di ricarica o di terzi tramite un'app dedicata.
- ▶ Evolvere, società controllata da Plenitude, ha acquisito il 100% di PV Family, una start-up innovativa che gestisce My Solar Family, la più grande community digitale di prosumer (consumatori/produttori di energia) in Italia con oltre 80 mila iscritti. L'acquisizione del capitale ha l'obiettivo di combinare l'offerta di Evolvere e i servizi di community digitale, in un contesto di mercato che vede affermarsi la diffusione di un nuovo modello energetico, in cui il consumatore diventa anche un produttore di energia. Con questa acquisizione Evolvere conferma la leadership nella generazione distribuita da fonti rinnovabili in Italia e promuove la diffusione di un nuovo modello energetico, decentralizzato e sostenibile per l'ambiente, che contribuisce alla transizione energetica in corso.
- ▶ Ingresso nella Penisola Iberica attraverso l'acquisizione del 100% della società Aldro Energía attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel settore retail con un portafoglio di oltre 300 mila clienti al 31 dicembre 2021.
- ▶ Costituita GreenIT, joint venture con CDP Equity, per lo sviluppo, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia. La JV ha l'obiettivo di raggiungere una capacità installata di circa 1 GW.

## Sviluppi di business

Crescita del portafoglio clienti retail/business a 10 milioni di punti di fornitura in aumento di oltre 300 mila punti di fornitura rispetto a fine 2020 (+4%) grazie alla crescita in Grecia e all'acquisizione della società Aldro Energía attiva nel mercato retail in Spagna e Portogallo. Nel 2021 è proseguita l'espansione nel mercato nazionale ed internazionale delle energie rinnovabili, con una forte accelerazione nel build-up della capacità di generazione grazie a mirate acquisizioni "tuck in" in grado di essere rapidamente integrate nel portafoglio Eni:

- ▶ In Italia perfezionata l'acquisizione da Glenmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW;
- ▶ In Spagna perfezionata in ottobre l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW;
- ▶ In Francia e Spagna finalizzata in ottobre l'acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici, con una pipeline di progetti di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW;
- ▶ In Grecia, acquisita nel gennaio 2022 la società Solar Konzept Greece "SKGR" titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia e una pipeline di progetti di circa 800 MW, che consentiranno l'ulteriore sviluppo del portafoglio di rinnovabili nel Paese;
- ▶ Nel mercato eolico offshore del Regno Unito acquisita una quota del 20% da Equinor e SSE Renewables del progetto Dogger Bank C da 1,2 GW, terzo cluster del più grande parco eolico offshore al mondo (3,6 GW) attualmente in costruzione nel Mare del Nord britannico. La produzione sarà avviata per fasi tra il 2023 e il 2025.

85991/400

Nel febbraio 2022 è stato ampliato il portafoglio di capacità rinnovabile negli Stati Uniti con l'acquisizione da BayWa r.e. di una capacità complessiva di 466 MW in Texas riferita all'impianto fotovoltaico Corazon I (circa 266 MW), in esercizio da agosto 2021 che produrrà circa 500 GWh all'anno, consentendo una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera equivalente a circa 250.000 ton/anno, nonché al progetto di stoccaggio Guajillo, in fase di sviluppo avanzato, da circa 200 MW/400 MWh. Nel 2021, sono stati sottoscritti accordi di collaborazione per lo sviluppo di impianti rinnovabili con: Equinor (tramite Vårgrønn) per il possibile sviluppo di impianti eolici offshore nell'area di Utsira Nord, con Red Rock Power, per presentare un'offerta congiunta ad una gara competitiva per l'assegnazione di capacità di generazione eolica in Scozia, e con Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), nell'ambito della gara per l'assegnazione di concessioni marine, per lo sviluppo di impianti eolici offshore in Polonia e per la successiva partecipazione ai meccanismi di incentivazione (contract-for-difference) che saranno offerti in asta tra il 2025 e 2027.

## E-mobility

Nell'ambito delle iniziative per lo sviluppo del settore della mobilità elettrica in Italia è stato siglato un accordo con Hyundai con l'obiettivo di ampliare la gamma delle soluzioni per la ricarica delle auto elettriche e per incentivare l'efficienza energetica. Grazie a questo accordo i concessionari Hyundai potranno offrire ai propri clienti l'acquisto e l'installazione di colonnine di ricarica della gamma E-Start di Plenitude. Hyundai potrà anche installare presso le proprie concessionarie colonnine di ricarica elettrica, pannelli fotovoltaici e adottare le soluzioni di efficientamento energetico di Plenitude.

Gli accordi firmati a dicembre con Enel X e Be Charge consentiranno l'interoperabilità tra le reti permettendo l'accesso alla più ampia rete di ricarica sul territorio nazionale di circa 20 mila punti di ricarica elettrica. Tale sinergia si inquadra nell'ambito della più ampia strategia di Eni per la mobilità sostenibile, della quale fa parte l'evoluzione delle attuali stazioni di servizio, "mobility point" nei quali saranno offerte ricariche fast e ultra-fast per la mobilità elettrica.

K. Calvino

## PLENITUDE

### RETAIL GAS & POWER

#### DOMANDA GAS

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 10 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 7,8 milioni.

#### VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
ITALIA		5,14	5,17	5,49	(0,03)	(0,6)
Rivenditori		0,24	0,23	0,33	0,01	4,3
Industriali		0,30	0,28	0,30	0,02	7,1
PMI e terziario		0,72	0,70	0,87	0,02	2,9
Residenziali		3,88	3,96	3,99	(0,08)	(2,0)
VENDITE INTERNAZIONALI		2,71	2,51	3,13	0,20	8,0
Mercati europei:						
Francia		2,17	2,08	2,69	0,09	4,3
Grecia		0,39	0,34	0,35	0,05	14,7
Altro		0,15	0,09	0,09	0,06	66,7
TOTALE VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS		7,85	7,68	8,62	0,17	2,2

#### VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS

Nel 2021, le vendite di gas retail e business in Italia e nel resto d'Europa sono state di 7,85 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una crescita di 0,17 miliardi di metri cubi rispetto al 2020, pari al +2%. Le vendite in Italia pari a 5,14 miliardi di metri cubi sono sostanzialmente in linea rispetto al 2020, l'effetto delle minori vendite al segmento residenziale è stato quasi completamente assorbito dai maggiori volumi commercializzati ai settori industriale, piccole e medie imprese e rivenditori. Le vendite sui mercati europei di 2,71 miliardi di metri cubi sono in aumento dell'8% (+0,20 miliardi di metri cubi) rispetto al 2020. Maggiori vendite sono state registrate in Francia, Grecia e Spagna beneficiando del minore impatto del COVID-19 rispetto al periodo di confronto nonché dell'acquisizione di Aldro Energía.

K. Calvino



85991/401

**VENDITE RETAIL E BUSINESS DI ENERGIA ELETTRICA A CLIENTI FINALI**

Le vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali di 16,49 TWh effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Spagna registrano una performance positiva con un incremento pari al 32% rispetto al 2020, grazie alla crescita del portafoglio clienti (+4% vs. 2020) grazie alla citata acquisizione di Aldro Energia e allo sviluppo delle attività in Italia e all'estero.

**RENEWABLES**

Eni è presente nel settore delle energie rinnovabili (solare ed eolico) ed è impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Gli obiettivi di Eni in tale ambito saranno conseguiti attraverso lo sviluppo organico di un portafoglio di asset diversificato e bilanciato, integrato da operazioni selettive di acquisizione di asset e progetti e da partnership strategiche a livello internazionale.

**PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI**

		2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	986	340	61	646	..
di cui: fotovoltaico		398	223	61	175	..
eolico		588	116		472	..
di cui: Italia		400	112	53	288	..
estero		586	227	7	359	..
di cui: autoconsumo <sup>(*)</sup>		8%	23%	60%		..

(\*) Energia elettrica destinata al consumo di siti produttivi Eni.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 986 GWh riferita per 398 GWh all'ambito fotovoltaico e per 588 GWh all'eolico, con un aumento di 646 GWh rispetto al 2020. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, principalmente per il contributo delle acquisizioni di asset in esercizio in Italia, Francia, Spagna e Stati Uniti.

Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

**CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)**

		2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.137	335	174	802	239,4
di cui: fotovoltaico		48%	77%	76%		..
eolico		51%	20%	20%		..
potenza installata di storage		1%	3%	4%		..

	(tecnologia)	(megawatt)	2021	2020	2019
Italia	fotovoltaico		116	112	82
Esteri			436	160	58
Algeria <sup>(*)</sup>	fotovoltaico			5	5
Australia	fotovoltaico		64	64	39
Francia	fotovoltaico		108		
Pakistan	fotovoltaico		10	10	10
Tunisia <sup>(*)</sup>	fotovoltaico			9	4
Stati Uniti	fotovoltaico		254	72	
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA FOTOVOLTAICO			552	272	140
Italia	eolico		350		
Esteri			235	63	34
Kazakhstan	eolico		91	48	34
Spagna	eolico		129		
Stati Uniti	eolico		15	15	
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA EOLICO			585	63	34
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)			1.137	335	174
di cui potenza installata di storage			7	8	7

(\*) Asset trasferiti ad altri settori nel quarto trimestre 2021.

8599 1/402

91

A fine 2021, la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 1.137 MW, +802 MW rispetto al 2020 grazie in particolare al contributo delle acquisizioni in Italia (+315 MW, eolico onshore), Spagna (+129 MW, eolico onshore) e Francia (+108 MW, fotovoltaico), effettuate nel corso del secondo semestre 2021, nonché alle acquisizioni negli Stati Uniti (+182 MW fotovoltaico), e al completamento di tre impianti in Puglia (+35 MW, eolico onshore).

## E-MOBILITY

In un contesto di mercato della mobilità che prevede un costante incremento del numero di veicoli elettrici in circolazione in Italia e in Europa, Plenitude, grazie all'acquisizione di Be Charge, dispone di uno dei maggiori e più capillari network di infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici.

Al 31 dicembre 2021 sono oltre 6.200 i punti di ricarica distribuiti in maniera capillare su tutto il territorio nazionale: le stazioni sono smart e user-friendly, monitorate 24 ore su 24 da un help desk e accessibili tramite l'applicazione per dispositivi mobili. Nell'ambito della filiera di settore, Be Charge riveste sia il ruolo di gestore e proprietario della rete di infrastruttura di ricarica (CPO – Charge Point Operator), sia quello di fornitore di servizi di ricarica e mobilità elettrica che si interfaccia con gli utilizzatori di veicoli elettrici (EMSP – Electric Mobility Service Provider). Le stazioni di ricarica Be Charge sono di tipo Quick (fino a 22 kW) in corrente alternata, Fast (fino a 150 kW) o HyperCharge (superiori a 150 kW) in corrente continua.

## POWER

### DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bologniano. Al 31 dicembre 2021, la potenza installata in esercizio è di 4,5 gigawatt. Nel 2021, la produzione di energia elettrica è stata di 22,36 TWh, in crescita di 1,41 TWh rispetto al 2020. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 22,79 TWh di energia elettrica (+33% rispetto al 2020) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

### VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA BORSA/CLIENTI LIBERI

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 28,54 TWh registrano una crescita pari al 13%, a seguito dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

		2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.670	4.346	4.410	324	7,5
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	93	160	276	(67)	(41,9)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	22,36	20,95	21,66	1,41	6,7
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.362	7.591	7.646	(229)	(3,0)

### DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		22,36	20,95	21,66	1,41	6,7
Acquisti di energia elettrica <sup>(a)</sup>		22,79	17,09	17,83	5,70	33,4
Disponibilità		45,15	38,04	39,49	7,11	18,7
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		28,54	25,33	28,28	3,21	12,7

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi (differenza fra energia elettrica effettivamente immessa rispetto a quella programmata).

## Attività ambientali

circa **2** mln tonnellate  
totale rifiuti gestiti

circa **73**% rifiuti recuperati  
sul totale rifiuti recuperabili

circa **95**% aree  
con decreto approvato  
sul totale aree contaminate in siti  
di interesse nazionale

presente in oltre **100**  
siti di interesse regionale  
e nazionale  
quali global contractor Eni

L'attività ambientale è svolta da Eni Rewind, la società 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, in Italia ed all'estero.

Attraverso il suo modello integrato end to end Eni Rewind garantisce il presidio di ogni fase del processo di bonifica e della gestione dei rifiuti, pianificando sin dalle prime fasi, i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle risorse (suoli, acque, rifiuti), rendendole disponibili per nuove opportunità di sviluppo.

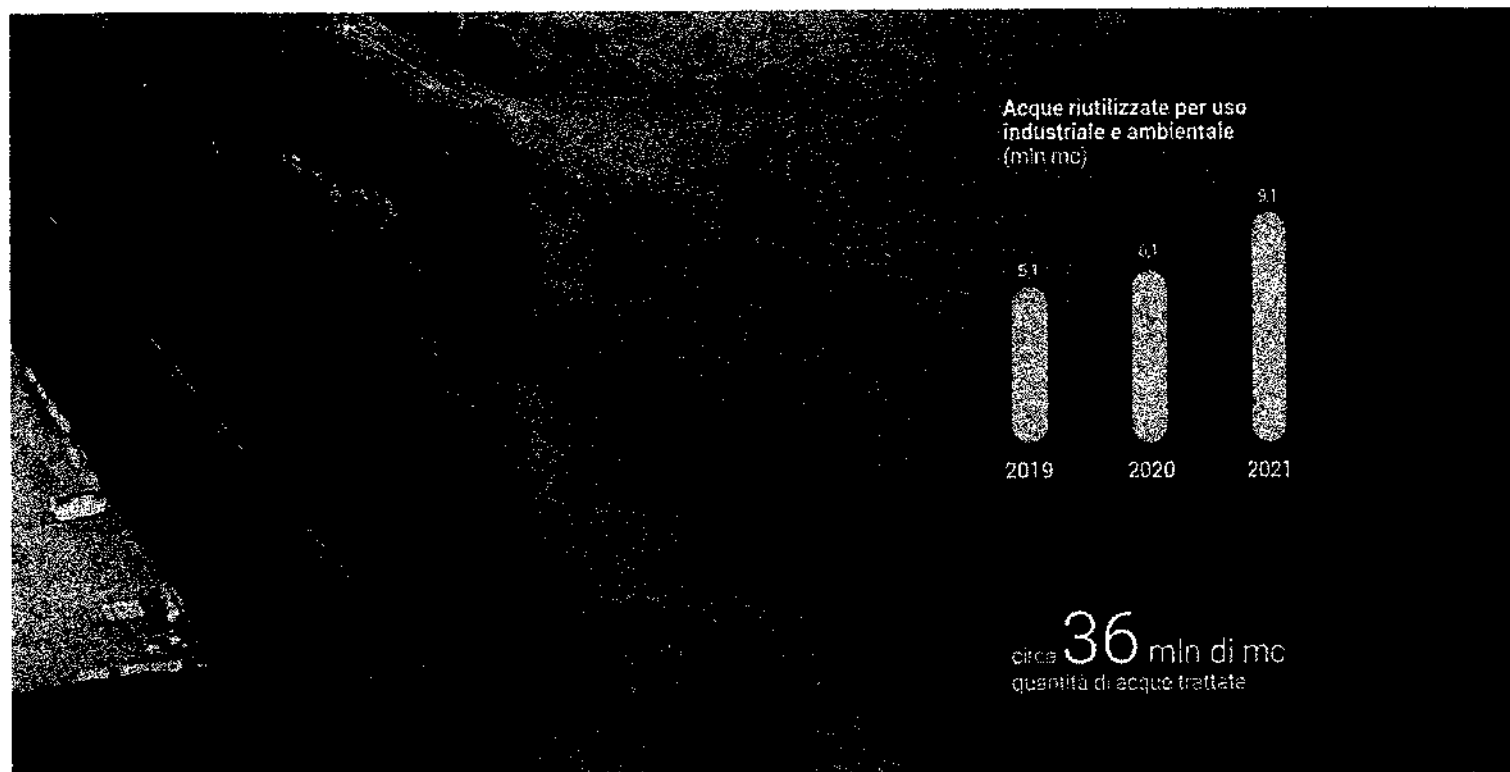
### Attività di bonifica

Sulla base delle competenze maturate e in accordo con gli Enti e gli stakeholder, Eni Rewind identifica i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle aree bonificate consentendo il recupero ambientale di siti ex industriali e il rilancio dell'economia locale.

In tale ambito, nel corso del 2021 sono state identificate aree idonee per l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici.

Eni Rewind, proprietaria dell'area Ponticelle a Ravenna, un'area industriale dismessa esterna allo stabilimento petrolchimico di Ravenna, nel 2021 ha ottenuto la certificazione per le attività di messa in sicurezza permanente (MISP) con la realizzazione di un capping e ha dato avvio ad un piano di riqualificazione produttiva che prevede l'applicazione di tecnologie innovative, sostenibili e di recupero, oltre a delle opere di urbanizzazione dell'area. Prevista la realizzazione di un impianto fotovoltaico nell'area oggetto di MISP, una piattaforma di biorecupero dei terreni per il successivo reimpiego delle terre e di gestione di rifiuti industriali. In particolare, quest'ultima verrà gestita da HEA SpA, una società paritetica tra Eni Rewind ed Herambiente Servizi Industriali costituita nel marzo 2021.





## Water & Waste Management

Eni Rewind gestisce il trattamento delle acque, finalizzato all'attività di bonifica, attraverso un sistema integrato di intercettazione dell'acquifero e di convogliamento delle acque di falda ad impianti di trattamento per la loro depurazione. Attualmente sono operativi e gestiti 42 impianti di trattamento acque in Italia, con oltre 36 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2021. Sono proseguite le attività di automazione e digitalizzazione degli impianti di trattamento acque di falda ed implementazione del controllo da remoto.

Continua l'attività di recupero e riutilizzo dell'acqua trattata per la produzione di acqua demineralizzata per uso industriale e nell'ambito dei piani operativi di bonifica dei siti contaminati. Nel corso del 2021 sono stati riutilizzati circa 9 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento, con un incremento di oltre 3 milioni di metri cubi rispetto al 2020.

Nel corso del 2021 è stata completata l'installazione di 44 dispositivi che impiegano la tecnologia proprietaria E-Hyrec® per la rimozione selettiva di idrocarburi dalle acque sotterranee, consentendo di migliorare l'efficacia e l'efficienza della bonifica della falda, con importanti riduzioni dei tempi di estrazione ed evitando lo smaltimento di oltre 1.000 tonnellate di rifiuto equivalente.

Proseguono inoltre le attività relative all'applicazione della tecnologia Blue Water, finalizzata al trattamento e al recupero delle acque di produzione derivanti dalle attività di estrazione del greggio. È in corso l'istruttoria per l'ottenimento delle autorizzazioni da parte degli Enti Locali per realizzare il primo impianto su scala industriale nel Centro Olivo Val d'Agri di Viggiano, in Basilicata.

Eni Rewind opera inoltre come centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti provenienti dalle attività di risanamento ambientale e dalle attività produttive di Eni in Italia, grazie al suo modello di

*Handwritten signature: Eni Rewind*

*Handwritten signature: Eni*

*Handwritten signature: Eni*

85031/405

gestione che, adottando le migliori soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato, permette di minimizzare i costi e gli impatti ambientali. Nel corso del 2021 Eni Rewind ha gestito complessivamente circa 1,9 milioni di tonnellate<sup>1</sup> di rifiuti avviando gli stessi a recupero o smaltimento presso impianti esterni. In particolare l'indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) del 2021 è stato del 73%: la lieve diminuzione rispetto al 2020 (78%) è dovuta alle caratteristiche qualitative e granulometriche dei rifiuti da bonifica, rilevate in sede di caratterizzazione, che ne hanno impedito e/o limitato il recupero rispetto all'anno precedente, oltre che a una riduzione di disponibilità dagli impianti esterni, al fine del recupero, in specifiche regioni d'Italia.

Nell'ambito della gestione rifiuti in coerenza con i principi dell'economia circolare, della valorizzazione delle risorse e della sinergia con il territorio, prosegue l'impegno della società nello sviluppo della tecnologia proprietaria Eni 'Waste to Fuel' che tratta la frazione organica dei rifiuti urbani per produrre bio-olio e biometano, oltre a recuperare l'acqua che costituisce la componente principale del rifiuto c.d. "umido", per nuovi usi industriali e irrigui.

## Certificazioni

Nei 2021 Eni Rewind ha ottenuto l'Attestazione SOA - certificazione obbligatoria per la partecipazione a gare per l'esecuzione di appalti pubblici di lavoro, con importo a base d'asta superiore a € 150.000 - sulle proprie attività core, nella categoria generale OG 12 - Opere ed impianti di bonifica e protezione ambientale e nelle categorie specialistiche OS 22 - Impianti di potabilizzazione e depurazione e OS 14 - Impianti smaltimento e recupero rifiuti.

## Iniziative no captive

Dal 2020 Eni Rewind ha ampliato il perimetro delle proprie attività al di fuori del gruppo. Nel corso del 2021 sono proseguite le attività relative alla stipula di contratti con: Edison, per la bonifica del sito di Mantova e Altomonte, a Cosenza e Acciaierie d'Italia, per la progettazione degli interventi di bonifica dell'area ex Ilva a Taranto.

Sono stati inoltre completati i processi di qualifica come fornitore per importanti operatori nazionali ed esteri (Arcadis, MOL Group, Edison, Tamoil, TOTAL, Q8, ADNOC).

Avviata la partecipazione a diversi tender di gara con primari operatori di livello nazionale, risultando aggiudicataria dell'appalto con ANAS, per servizi di indagine e caratterizzazione nel lotto adriatico (Emilia Romagna, Marche, Abruzzo, Molise, Puglia), dove Eni Rewind, attraverso i propri laboratori ambientali, fornirà servizi di analisi chimiche.

Sottoscritti accordi di collaborazione con le principali società italiane che gestiscono la raccolta e il trattamento dei rifiuti urbani e con attori chiave della filiera (CONAI). Tali accordi sono finalizzati alla valutazione dell'opportunità di realizzare nuovi impianti di trattamento e recupero dei rifiuti sui terreni bonificati o che si renderanno disponibili a seguito della progressiva riconversione dei siti Eni di raffinazione e della chimica.

(1) Nel volume riportato sono ricompresi i rifiuti derivanti dalla gestione delle attività ambientali della rete dei Punti Vendita (circa 92 mila tonnellate), il cui "produttore" è la stessa ditta ambientale incaricata all'esecuzione dei lavori.

85091/406

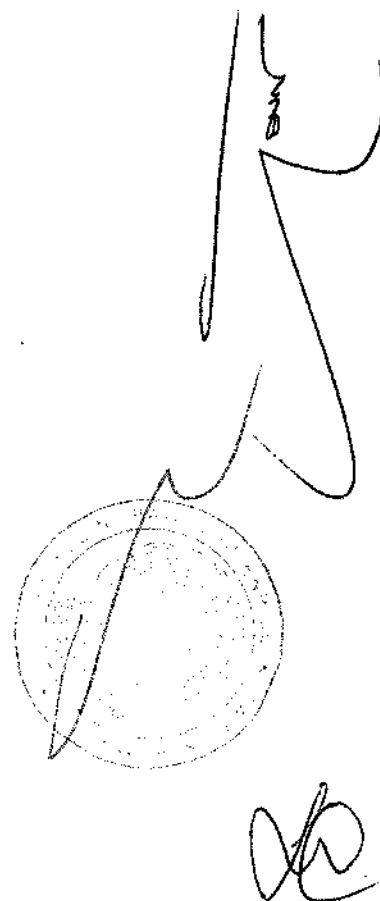

## Eni Rewind Estero

Eni Rewind, a partire dal 2018, ha messo a disposizione le proprie competenze a favore delle consociate estere di Eni per le tematiche ambientali e in particolare per le attività di gestione e valorizzazione della risorsa idrica, della matrice suolo, oltre che di training e knowledge sharing.

Nel gennaio 2021 è stato sottoscritto un Memorandum of Understanding (MoU) tra l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain (NOGA) ed Eni Rewind con l'obiettivo di individuare e promuovere iniziative congiunte per la gestione, il recupero e il riutilizzo delle risorse acqua e suolo e dei rifiuti nel Paese. Nel mese di ottobre è stato effettuato un assessment presso gli impianti petrolchimici e di raffinazione del Regno del Bahrain che ha individuato tre possibili aree di attività per Eni Rewind relative alla modellazione della falda, al waste management e all'esecuzione di test in campo della tecnologia proprietaria E-Hyrec®.

È stata ottenuta la qualifica come fornitore della Abu Dhabi Oil Company (ADNOC) per le attività di demolizione e bonifica.

Sono stati completati gli studi di fattibilità relativi alla ottimizzazione della gestione delle waste water e delle acque di processo mediante il loro riutilizzo per impianti situati in Algeria e Libia ed estesi alle consociate estere i servizi di progettazione per le attività ambientali e di decommissioning dei punti vendita attivi e dismessi.





## Commento ai risultati economico-finanziari

### Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina

La crisi Russia-Ucraina, sfociata nel mese di febbraio nell'invasione da parte della Russia e in un conflitto aperto, rappresenta un fattore di rischio per Eni. Il possibile prolungarsi del conflitto e l'escalation nell'azione militare, il rischio di allargamento della crisi geopolitica, nonché le sanzioni economiche nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena del supply e sulla fiducia dei consumatori frenando la ripresa economica o nel peggiore degli scenari determinando una nuova recessione. Questo comporterebbe una riduzione della domanda d'idrocarburi e conseguentemente dei prezzi con ricadute negative sulla performance finanziaria e le prospettive del Gruppo.

Immediatamente dopo l'avvio delle ostilità con l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, Unione Europea, Regno Unito e Stati Uniti hanno adottato nuove sanzioni economiche e finanziarie, particolarmente severe, nei confronti del Paese, che si aggiungono a quelle già in vigore a partire dal 2014.

Le nuove restrizioni sono volte a colpire, principalmente, il settore finanziario russo e la possibilità di accesso al credito statunitense ed europeo di alcune importanti società russe attive nel settore oil&gas. Ad oggi le sanzioni non colpiscono direttamente l'acquisto di gas, greggio e prodotti petroliferi di origine russa o la possibilità di mantenere relazioni di business con controparti russe, ma non possono escludersi prossimi inasprimenti. La situazione è stata resa più complessa del previsto dalle azioni degli operatori occidentali nel settore energetico, trader, società petrolifere e altri intermediari, che nei giorni successivi all'invasione hanno iniziato gradualmente a ridurre gli acquisti di prodotti energetici dalla Russia, in particolare di petrolio dando vita a un sistema spontaneo auto-sanzionatorio. Da ultimo, un Executive Order del Presidente degli USA ha vietato le importazioni nel paese di prodotti energetici russi.

La crisi, ha innescato una fase di volatilità estrema nei mercati energetici e finanziari, determinando una fase rialzista superiore a ogni aspettativa sia per il prezzo internazionale del greggio con il riferimento Brent che ha toccato 130 \$/barile, sia per le quotazioni spot del gas in Europa dove il riferimento spot dei mercati europei continentali TTF si è riportato sui valori massimi storici (circa 200 €/MWh). Tale volatilità comporta un aumento dei rischi finanziari di controparte e marginazione (si veda sezione "Fattori di rischio e di incertezza").

L'attuale presenza di Eni in Russia è poco significativa. I progetti esplorativi nell'upstream russo si trovano in stato di sospensione, anche a seguito dell'applicazione delle sanzioni già vigenti prima della recente crisi, e i relativi costi sono stati interamente svalutati in precedenti reporting period. La partecipazione nel gasdotto Blue Stream che trasporta gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero commercializzato congiuntamente da Eni e Gazprom alla società di Stato della Turchia Botas, rappresenta un valore non significativo nel bilancio Eni. Il management sta valutando varie opzioni per una possibile cessione della partecipazione.

Le transazioni più significative tra Eni e le controparti russe riguardano l'acquisto di gas naturale dalla società di Stato russa Gazprom sulla base di contratti take-or-pay di lungo termine (nel 2021 circa 22 miliardi destinati al mercato Italia). Le disponibilità Eni di gas di portafoglio da altre geografie, l'accesso alle capacità di trasporto, la flessibilità dei contratti e la presenza nel segmento LNG (in particolare tramite il terminale di Damietta) nonché le relazioni di lungo termine con i paesi produttori (in primis Algeria e Libia) sono tutte opzioni che la Società può attivare nel caso di imprevedibili scenari di sanzioni di ampia portata della comunità internazionale nei confronti del petrolio e del gas russi o di interruzioni nelle forniture.

Per quanto riguarda gli approvvigionamenti di greggio, nonostante il sistema di raffinazione Eni ha sempre utilizzato greggio Ural, la flessibilità degli impianti e le competenze di trading nel supply ci consentono eventualmente di rimpiazzare tale greggio nei nostri slate di lavorazione.

Infine, in alcuni progetti upstream in varie regioni del mondo sono presenti controparti russe. Ogni eventuale decisione relativa a tale presenza è di competenza delle società di Stato dei paesi dove sono localizzati tali iniziative.

Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio, per adattare su base continuativa le proprie attività alle restrizioni di volta in volta applicabili.

85881/408

## Effetti della pandemia COVID-19

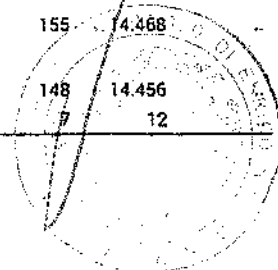
Nel corso del 2021, l'attività economica globale ha progressivamente recuperato slancio grazie all'attenuazione degli effetti della pandemia legata al COVID-19 in virtù dell'efficacia della campagna vaccinale in particolare nei paesi OCSE e delle altre misure di contenimento del virus che hanno consentito la graduale riapertura dell'economia e l'aumento della mobilità delle persone. Le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali e le imponenti misure di stimolo fiscale varate dagli Stati hanno sostenuto i consumi e gli investimenti. In tale ambito, la domanda d'idrocarburi e i prezzi delle materie prime che sono il principale driver dei risultati finanziari di Gruppo hanno registrato un recupero significativo. La domanda energetica globale si è dapprima stabilizzata per poi accelerare in maniera inaspettata nell'ultimo trimestre dell'anno trainata dal consolidamento della ripresa economica, determinando il rimbalzo del prezzo del petrolio aumentato del 70% vs 2020 a circa 71 \$/barile in media annua, mentre i prezzi del gas hanno registrato aumenti esponenziali per via di un mercato particolarmente corto. Questi andamenti sono alla base del forte recupero di redditività nei settori E&P e GGP

e delle solide performance della chimica, trainata dalla ripresa della domanda di commodity, e dei business di Plenitude. Gli effetti della pandemia hanno continuato a pesare sul business R&M a causa della lenta ripresa del traffico aereo internazionale e della conseguente debole domanda di jet fuel che ha penalizzato la redditività della raffinazione tradizionale, su cui hanno pesato anche i maggiori costi delle utility indicizzate al gas e i maggiori oneri per acquisto di certificati emissivi, più che raddoppiati a causa della ripresa e dell'aumento del consumo di carbone in sostituzione del gas. Nel complesso, il 2021 ha visto il significativo rimbalzo dei risultati consolidati che chiudono con un utile di €5,82 miliardi rispetto alla perdita di €8,64 miliardi nel 2020 e un flusso di cassa operativo di €12,86 miliardi cresciuto di circa €8 miliardi rispetto al 2020. Guardando al futuro, i principali rischi per la performance finanziaria di Gruppo sono legati alla possibilità della diffusione di nuove varianti del virus resistenti ai vaccini, nonché alla ripresa dell'inflazione guidata dall'aumento dei costi delle materie prime quale effetto ultimo delle politiche monetarie/fiscali adottate per risollevare le economie colpite dalla pandemia.

K. Calvoto

## CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		76.575	43.987	69.881	32.588	74,1
Altri ricavi e proventi		1.196	960	1.160	236	24,6
Costi operativi		(58.716)	(36.640)	(54.302)	(22.076)	(60,3)
Altri proventi e oneri operativi		903	(766)	287	1.669	..
Ammortamenti		(7.063)	(7.304)	(8.106)	241	3,3
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(167)	(3.183)	(2.188)	3.016	94,8
Radiazioni		(387)	(329)	(300)	(58)	(17,6)
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432	15.616	..
Proventi (oneri) finanziari		(788)	(1.045)	(879)	257	24,6
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		(868)	(1.658)	193	790	47,6
Utile (perdita) prima delle imposte		10.685	(5.978)	5.746	16.663	..
Imposte sul reddito		(4.845)	(2.650)	(5.591)	(2.195)	(82,8)
Tax rate (%)		45,3	..	97,3		
Utile (perdita) netto		5.840	(8.628)	155	14.468	..
di competenza:						
- azionisti Eni		5.821	(8.635)	148	14.456	..
- interessenze di terzi		19	7	7	12	..



K. Calvoto

85001/409

I risultati Eni del 2021 sono stati influenzati in maniera molto significativa dalla ripresa dello scenario dei prezzi delle commodity energetiche. In media nell'anno 2021 il prezzo di riferimento del marker Brent si attesta a 71 \$/barile, +70% rispetto al 2020. Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia: prezzo spot all'hub continentale "TTF" che ha raggiunto una media di 46 €/MWh, con una crescita di oltre il 300%; valori allineati per il prezzo spot Italia "PSV". Condizioni analoghe sono state registrate nel mercato wholesale dell'energia elettrica con il prezzo "PUN" Italia al valore medio di 125 €/MWh, +86% rispetto al 2020, con un picco di 440 €/MWh nel quarto trimestre dell'anno. Il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) ha continuato la fase di declino che dura da circa un anno

con la media del periodo scesa su valori negativi a -0,9 \$/barile (positivo a +1,7 \$/barile nel 2020). Il trend già debole in corso d'anno ha registrato un'ulteriore accelerazione ribassista nell'ultimo trimestre dell'anno, particolarmente accentuata nell'ultimo mese, a causa delle eccezionali quotazioni del gas che incidono sia sul costo delle lavorazioni sia sulle utility di raffinazione, in aggiunta ai fattori preesistenti di ripresa del costo della carica petrolifera sostenuta dal production management dell'OPEC+ e di debolezza di alcuni mercati di sbocco che hanno depresso gli spread dei prodotti, in particolare il jet fuel e il gasolio, a causa dell'eccesso d'offerta. Inoltre l'anno sconta i maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi. Il margine del cracker, indicatore di riferimento per il business della chimica, si è ridotto dell'11%; ancora sostenuti gli spread di elastomeri, stirenici e polietilene.

	2021	2020	2019	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	70,73	41,67	64,30	69,7
Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,183	1,142	1,119	3,6
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	59,80	36,49	57,44	63,9
Standard Eni Refining Margin (SERM) <sup>(c)</sup>	(0,9)	1,7	4,3	(152,9)
PSV <sup>(d)</sup>	487	112	171	334,8
TTF <sup>(d)</sup>	486	100	142	386,0

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

## Risultati adjusted e composizione degli special item

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato di €5.821 milioni nel 2021 rispetto alla perdita netta di €8.635 milioni del 2020. Gli eccellenti risultati raggiunti, in un contesto economico più favorevole e in uno scenario energetico con fondamentali migliorati, sono stati sostenuti dalla rigorosa disciplina finanziaria e dalla riduzione dei costi messe in campo in seguito alla crisi pandemica che hanno consentito di cogliere al meglio la forte ripresa economica. Il risultato netto ottenuto, ritornato

sui livelli pre-COVID, ha beneficiato della crescita di proporzioni rilevanti dell'utile operativo a €12.341 milioni rispetto alla perdita operativa di €3.275 milioni del 2020, impattato dalle misure di lockdown per contenere la diffusione della pandemia COVID-19. Infine, il risultato netto ha beneficiato di un tax rate tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo. Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		10.066	(610)	7.417	10.676	..
Global Gas & LNG Portfolio		899	(332)	431	1.231	..
Refining & Marketing e Chimica		45	(2.463)	(682)	2.508	..
Plenitude & Power		2.355	660	74	1.695	..
Corporate e altre attività		(816)	(563)	(688)	(253)	(44,9)
Effetto eliminazione utili interni		(208)	33	(120)	(241)	..
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432	15.616	..

85931/410

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che

escludono gli oneri e proventi straordinari o non correlati alla gestione industriale.

## RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		12.341	(3.275)	6.432	15.616	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(1.491)	1.318	(223)		
Esclusione special item		(1.186)	3.855	2.388		
Utile (perdita) operativo adjusted		9.664	1.898	8.597	7.766	409,2
Dettaglio per settore di attività:						
Exploration & Production		9.293	1.547	8.640	7.746	..
Global Gas & LNG Portfolio		580	326	193	254	77,9
Refining & Marketing e Chimica		152	6	21	146	..
Plenitude & Power		476	465	370	11	2,4
Corporate e altre attività		(593)	(507)	(602)	(86)	(17,0)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		(244)	61	(25)	(305)	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		5.821	(8.635)	148	14.456	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(1.060)	937	(157)		
Esclusione special item		(431)	6.940	2.885		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		4.330	(758)	2.876	5.088	..

Nel 2021 l'utile operativo adjusted di €9.664 milioni evidenzia una ripresa di proporzioni rilevanti (+€7,8 miliardi; oltre il 400% rispetto al 2020). Tale performance è stata conseguita grazie alla disciplina finanziaria e al contenimento dei costi in risposta alla crisi del COVID-19, elementi che hanno consentito di sfruttare a pieno l'eccezionale recupero dello scenario energetico, passato da condizioni di oversupply nel 2020 a causa della pandemia, a una situazione di forte ripresa della domanda in maniera sincrona in tutte le geografie con un'offerta meno reattiva a causa del taglio degli investimenti delle oil companies in risposta alla crisi del COVID-19 e condizioni di mercato corto nel gas (media Brent del 2021 pari a 70,73 \$/barile, +70%; media prezzo spot del gas al PSV Italia a 487 €/migliaia di metri cubi, +335%).

Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Il Gruppo ha conseguito nell'esercizio 2021 l'utile netto adjusted di €4.330 milioni per effetto della performance operativa e beneficiando anche del miglioramento del tax rate (50% nel 2021 rispetto al 175% del 2020).

## Dettaglio degli special item

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da proventi netti di €431 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

- (i) l'effetto contabile della componente valutativa dei derivati su commodity con finalità di copertura privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è formalmente applicabile la own use exemption a seguito del forte incremento dei prezzi del gas (proventi di €2.139 milioni);

- (ii) le riprese di valore nette di proprietà oil&gas in produzione/sviluppo (€1.244 milioni) relative in particolare a giacimenti gas in Italia e altri asset in Congo, Libia, Stati Uniti e Algeria che hanno come driver la ripresa del prezzo degli idrocarburi;

- (iii) le svalutazioni di impianti di raffinazione per circa €900 milioni relative al valore di libro residuo delle raffinerie operate e di joint operation in Italia e in Europa in relazione al deterioramento dei flussi di cassa attesi dovuto al peggioramento dello scenario SERM e a maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi; nonché il write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU della R&M interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (nel complesso circa €300 milioni);

- (iv) i write-off di costi esplorativi (€247 milioni) per abbandono progetti a seguito di ottimizzazioni del portafoglio con l'uscita da asset marginali;

- (v) la svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (€163 milioni);

- (vi) la differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svasso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €352 milioni);

- (vii) oneri ambientali di €271 milioni rilevati in particolare nel settore R&M e Chimica;

- (viii) oneri per incentivazione all'esodo (€193 milioni);

Ricalcolo

R



65991/611

- (ix) accantonamenti a fondo rischi (€142 milioni);  
 (x) le svalutazioni di crediti al netto degli oneri finanziari di €109 milioni nel settore E&P;  
 (xi) oneri di €405 milioni relativi alla valutata all'equity Vår Energi relativi principalmente ad alcune svalutazioni di CGU in relazione a ritardi di start-up di alcuni progetti e a incrementi di costo nonché differenze cambio negative da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di natural hedge;  
 (xii) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti nonché svalutazioni e oneri straordinari della raffineria ADNOC (complessivamente oneri di €244 milioni);  
 (xiii) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem.

## DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

	(€ milioni)	2021	2020	2019
Special item dell'utile (perdita) operativo		(1.186)	3.855	2.388
- oneri ambientali		271	(25)	338
- svalutazioni (riprese di valore) nette		167	3.183	2.188
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		247		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(100)	(9)	(151)
- accantonamenti a fondo rischi		142	149	3
- oneri per incentivazione all'esodo		193	123	45
- derivati su commodity		(2.139)	440	(439)
- differenze e derivati su cambi		183	(160)	108
- altro		(150)	154	296
Oneri (proventi) finanziari		(115)	152	(42)
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(183)	160	(108)
Oneri (proventi) su partecipazioni		851	1.655	188
di cui:				
- plusvalenze da cessione				(46)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		851	1.207	148
Imposte sul reddito		19	1.278	351
Totale special item dell'utile (perdita) netto		(431)	6.940	2.885

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		5.543	124	3.436	5.419	..
Global Gas & LNG Portfolio		169	211	100	(42)	(19,9)
Refining & Marketing e Chimica		62	(246)	(42)	308	..
Plenitude & Power		327	329	275	(2)	(0,6)
Corporate e altre attività		(1.576)	(1.205)	(866)	(371)	(30,8)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(a)</sup>		(176)	36	(20)	(212)	..
Utile (perdita) netto adjusted		4.349	(751)	2.883	5.100	..
di competenza:						
- azionisti Eni		4.330	(758)	2.876	5.088	..
- interessenza di terzi		19	7	7	12	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

850001412

## ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

## RICAVI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		21.742	13.590	23.572	8.152	60,0
Global Gas & LNG Portfolio		20.843	7.051	11.779	13.792	195,6
Refining & Marketing e Chimica		40.374	25.340	42.360	15.034	59,3
- Refining & Marketing		36.501	22.965	39.836	13.536	58,9
- Chimica		5.590	3.387	4.123	2.203	65,0
- Elisioni		(1.717)	(1.012)	(1.599)		
Plenitude & Power		11.187	7.536	8.448	3.651	48,4
- Plenitude		7.452	6.020	6.424	1.432	23,8
- Power		3.996	1.894	2.476	2.102	-
- Elisioni		(261)	(378)	(452)		
Corporate e altre attività		1.698	1.559	1.676	139	8,9
Elisioni di consolidamento		(19.269)	(11.089)	(17.954)	(8.180)	
Ricavi della gestione caratteristica		76.575	43.987	69.881	32.588	74,1
Altri ricavi e proventi		1.196	960	1.160	236	24,6
Totale ricavi		77.771	44.947	71.041	32.824	73,0

I ricavi complessivi ammontano a €77.771 milioni, evidenziando un aumento del 73% rispetto al 2020. L'accelerazione della ripresa macroeconomica globale sostenuta dal riavvio delle attività traina la domanda di petrolio, gas naturale ed energia elettrica in modo sincrono in tutte le geografie con conseguente rafforzamento dei prezzi di tutte le commodity.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2021 (€76.575 milioni) sono aumentati di €32.588 milioni rispetto al 2020 (+74,1%), con il seguente breakdown:

- ▶ i ricavi della Exploration & Production (€21.742 milioni) evidenziano un aumento del 60% per effetto del miglioramento dello scenario petrolifero che si è riflesso sui prezzi di realizzo degli idrocarburi +78% in media rispetto al 2020;
- ▶ i ricavi del settore Global Gas & LNG Portfolio (€20.843 milioni) in aumento di €13.792 milioni, pari al 196%, riflet-

tono l'effetto degli aumenti del prezzo spot del gas, particolarmente significativi nel quarto trimestre 2021, in conseguenza dell'offerta corta e dell'incertezza relativa ai flussi di approvvigionamento nonché dei maggiori volumi commercializzati, in particolare di GNL;

- ▶ i ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€40.374 milioni) aumentano di €15.034 milioni, pari a circa il 60%, per effetto dei maggiori prezzi dei prodotti raffinati (benzina +76%, diesel +60%) e delle plastiche trainati dalla ripresa economica;
- ▶ i ricavi del settore Plenitude & Power (€11.187 milioni) aumentano di €3.651 milioni, pari al 48%, a seguito dell'incremento dei prezzi delle commodity in conseguenza della ripresa economica, del consolidamento di Aldro Energia e della positiva performance del business extracommodity e dell'aumento del numero dei clienti.

## COSTI OPERATIVI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		55.549	33.551	50.874	21.998	65,6
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		279	226	432	53	23,5
Costo lavoro		2.888	2.863	2.996	25	0,9
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro		193	123	45		
		58.716	36.640	54.302	22.076	60,3

I costi operativi sostenuti nel 2021 (€58.716 milioni) sono aumentati di €22.076 milioni rispetto al 2020, pari al 60%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€55.549 milioni) sono aumentati del 66% principalmente per effetto dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas

da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). Il costo lavoro (€2.888 milioni) è sostanzialmente in linea rispetto al 2020 (+€25 milioni, pari allo 0,9%) principalmente a seguito dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA compensato da maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

#### AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		5.976	6.273	7.060	(297)	(4,7)
Global Gas & LNG Portfolio		174	125	124	49	39,2
Refining & Marketing e Chimica		512	575	620	(63)	(11,0)
- Refining & Marketing		417	488	530	(71)	(14,5)
- Chimica		95	87	90	8	9,2
Plenitude & Power		286	217	190	69	31,8
- Plenitude		241	172	135	69	40,1
- Power		45	45	55		
Corporate e altre attività		148	146	144	2	1,4
Effetto eliminazione utili interni		(33)	(32)	(32)	(1)	
Totale Ammortamenti		7.063	7.384	8.106	(241)	(3,3)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		167	3.183	2.188	(3.016)	(94,8)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		7.230	10.487	10.294	(3.257)	(31,1)
Radiazioni		387	329	300	58	17,6
		7.617	10.816	10.594	(3.199)	(29,6)

Gli ammortamenti (€7.063 milioni) sono diminuiti di €241 milioni rispetto al 2020 (-3,3%), principalmente nel settore Exploration & Production a seguito delle svalutazioni effettuate nell'esercizio precedente, delle minori produzioni e dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente compensati dagli avvisi e ramp-up di nuovi progetti.

Le svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing (€167 milioni), commentate nel paragrafo "special item" sono così articolate:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production		(1.244)	1.888	1.217	(3.132)
Global Gas & LNG Portfolio		26	2	(5)	24
Refining & Marketing e Chimica		1.342	1.271	922	71
Plenitude & Power		20	1	42	19
Corporate e altre attività		23	21	12	2
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		167	3.183	2.188	(3.016)

Le radiazioni (€387 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P. In particolare, nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €331 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio

sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Gabon, Montenegro, Myanmar, Bahrain, Egitto e Angola. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €35 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi in fase di abbandono per fattori geopolitici e ambientali.

85991/44

## PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(849)	(913)	(962)	64
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(475)	(517)	(618)	42
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		11	31	127	(20)
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(94)	(102)	(122)	8
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(304)	(347)	(378)	43
- Interessi attivi verso banche		4	10	21	(6)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		9	12	8	(3)
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(306)	351	(14)	(657)
- Strumenti finanziari derivati su valute		(322)	391	9	(713)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		16	(40)	(23)	56
Differenze di cambio		476	(460)	250	936
Altri proventi (oneri) finanziari		(177)	(96)	(246)	(81)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		67	97	112	(30)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(144)	(190)	(255)	46
- Altri proventi (oneri) finanziari		(100)	(3)	(103)	(97)
		(856)	(1.118)	(972)	262
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		68	73	93	(5)
		(788)	(1.045)	(879)	257

Gli oneri finanziari netti di €788 milioni registrano un miglioramento di €257 milioni rispetto al 2020. I principali driver sono stati: (i) le differenze di cambio positive (+€936 milioni) in parte compensate dalla variazione negativa del fair value dei derivati su cambi (-€713 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IFRS 9; (ii) la riduzione degli oneri finanziari sul debito (+€42 milioni) dovuta

alla riduzione del costo del debito per l'andamento dei tassi benchmark e l'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€56 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting; (iii) la riduzione degli interessi su passività per beni in leasing per effetto cambio (+€43 milioni). Gli oneri finanziari diversi evidenziano un peggioramento di €97 milioni relativo principalmente all'attualizzazione di un credito nel settore E&P.

## PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

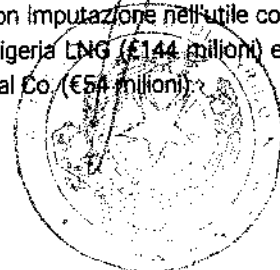
2021	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plentitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		8		(333)		(766)	(1.091)
Dividendi		171		59			230
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		1					1
Altri proventi (oneri) netti			(5)	3	(3)	(3)	(8)
		180	(5)	(271)	(3)	(769)	(868)

Gli oneri netti su partecipazioni ammontano a €868 milioni e riguardano:

- le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €1.091 milioni attribuibili essenzialmente a: (i) ADNOC Refining, a seguito della rilevazione di

oneri straordinari; e (ii) la quota di competenza Eni della perdita della joint venture Saipem;

- i dividendi di €230 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo, principalmente la Nigeria LNG (€144 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co. (€54 milioni).





L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.091)	(1.733)	(88)	642
Dividendi		230	150	247	80
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		1		19	1
Altri proventi (oneri) netti		(8)	(75)	15	67
Proventi (oneri) su partecipazioni		(868)	(1.658)	193	790

## IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito sono in aumento di €2.195 milioni a €4.845 milioni, con un utile ante imposte di €10.685 milioni nel 2021 (una perdita ante imposte di €5.978 milioni registrata nel 2020).

Il tax rate si attesta al 45% (rispetto a valori poco significativi del 2020) grazie alla normalizzazione della E&P in relazione al miglioramento dello scenario che ha determinato sul piano

fiscale un più favorevole mix geografico dei profitti (minore incidenza dei paesi a più elevata fiscalità) e il venir meno dei fenomeni di disottimizzazione che avevano caratterizzato il 2020 comportando tax rate particolarmente elevati.

Il tax rate adjusted si attesta al 50% per effetto degli stessi driver commentati al tax rate reported.

## Risultati per settore di attività<sup>1</sup>

### EXPLORATION & PRODUCTION

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		10.066	(610)	7.417	10.676	..
Esclusione special item:		(773)	2.157	1.223		
- oneri ambientali		60	19	32		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(1.244)	1.888	1.217		
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti		247				
- plusvalenze nette su cessione di asset		(77)	1	(145)		
- oneri per incentivazione all'esodo		60	34	23		
- accantonamenti a fondo rischi		113	114	(78)		
- differenze e derivati su cambi		(3)	13	14		
- altro		71	88	100		
Utile (perdita) operativo adjusted		9.293	1.547	8.640	7.746	..
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(313)	(316)	(362)	3	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		681	262	312	419	
di cui: Vår Energi		425	193	122		
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(4.118)	(1.369)	(5.154)	(2.749)	
Utile (perdita) netto adjusted		5.543	124	3.436	5.419	..
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		558	510	489	48	9,4
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		194	196	275	(2)	(1,0)
- radiazione di pozzi di insuccesso <sup>(b)</sup>		364	314	214	50	15,9
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio <sup>(c)</sup>	(\$/barile)	66,62	37,06	59,26	29,56	79,8
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	234,77	132,95	174,59	101,82	76,6
Idrocarburi	(\$/boe)	51,49	28,92	43,54	22,57	78,0

(a) Escludono gli special item.

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

(c) Include condensati.

(1) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

8590 / 416

105

Nel 2021 il settore Exploration & Production ha registrato un **utile operativo adjusted** di €9.293 milioni, con un incremento pari a +€7.746 milioni (+500%) rispetto al 2020 impattato dalla pandemia, sostenuto dalla continua ripresa dello scenario energetico. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati dell'80% e del 77% rispettivamente per i liquidi e il gas naturale rispetto all'anno 2020. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi prodotti.

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica negativa per special item di €773 milioni.

Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €5.543 milioni nell'esercizio in sostanziale incremento rispetto all'utile di €124 milioni del 2020, a seguito essenzialmente della ripresa dell'utile operativo. L'utile netto adjusted beneficia della riduzione del tax rate dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un

più favorevole mix geografico dei profitti con riduzione dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità, nonché al venir meno di alcuni fenomeni che nel 2020 avevano penalizzato il carico fiscale.

Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è aumentato in media del 77% nell'anno per effetto dell'andamento favorevole dello scenario. Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è stato ridotto in media di 2,15 \$/migliaia di metri cubi per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 332 milioni di metri cubi. Tali transazioni sono parte di quelle poste in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo dicembre 2021- dicembre 2022 di 4.442 milioni di metri cubi di riserve certe che residuano in 4.110 milioni di metri cubi a fine 2021.

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza:

	2021
Gas naturale	(milioni di metri cubi)
Volumi venduti	40.943
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"	332
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/migliaia di metri cubi) 236,92
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati	(2,15)
Prezzo medio di realizzo	234,77

## GLOBAL GAS &amp; LNG PORTFOLIO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		899	(332)	431	1.231	..
Esclusione special item:		(319)	658	(238)		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		26	2	(5)		
- oneri per incentivazione all'esodo		5	2	1		
- derivati su commodity		(207)	858	(576)		
- differenze e derivati su cambi		206	(183)	109		
- altro		(349)	(21)	233		
Utile (perdita) operativo adjusted		580	326	193	254	77,9
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(17)		3	(17)	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>			(15)	(21)	15	
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(394)	(100)	(75)	(294)	
Utile (perdita) netto adjusted		169	211	100	(42)	(19,9)

(a) Escludono gli special item.

Nel 2021 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €580 milioni, in robusta crescita rispetto al 2020 (+€254 milioni, pari al 78%). La positiva performance è dovuta alle attività di continua ottimizzazione del portafoglio e alla rinegoziazione dei contratti, nonché ai maggiori volumi venduti. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori accantonamenti dovuti all'aumento del valore nominale dei crediti e alla valutazione

di un accresciuto rischio congiunturale e ad alcune dispute commerciali in corso.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica negativa per gli special item di €319 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €169 milioni (un utile di €211 milioni nel 2020).

85901/617

## REFINING &amp; MARKETING E CHIMICA

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		45	(2.463)	(682)	2.508	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(1.455)	1.290	(318)		
Esclusione special item:		1.562	1.179	1.021		
- oneri ambientali		150	85	244		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.342	1.271	922		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(22)	(8)	(5)		
- accantonamenti a fondo rischi		(4)	5	(2)		
- oneri per incentivazione all'esodo		42	27	8		
- derivati su commodity		50	(185)	(118)		
- differenze e derivati su cambi		(14)	10	(5)		
- altro		18	(26)	(23)		
Utile (perdita) operativo adjusted		152	6	21	146	..
- Refining & Marketing		(46)	235	289	(281)	..
- Chimica		198	(229)	(268)	427	..
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(32)	(7)	(36)	(25)	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		(4)	(161)	37	157	
di cui: ADNOC Refining		(76)	(167)	23		
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(54)	(84)	(64)	30	
Utile (perdita) netto adjusted		62	(246)	(42)	308	..

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €46 milioni rispetto all'utile operativo adjusted di €235 milioni del 2020, a seguito dell'eccezionale flessione dei margini di raffinazione, i peggiori degli ultimi dieci anni, e dei maggiori oneri per CO<sub>2</sub>. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'ottimizzazione degli assetti impiantistici e dei maggiori volumi venduti dai business commerciali, trainati dalla ripresa dei consumi, grazie al crescente riavvio dell'economia e alla maggiore mobilità delle persone.

Nel 2021 il business della **Chimica** ha registrato un **utile operativo adjusted** di €198 milioni rappresenta un netto miglioramento rispetto alla perdita di €229 milioni registrata nel periodo di confronto, per effetto della ripresa economica globale che ha

sostenuto la domanda e i margini delle commodity plastiche allentando la pressione competitiva, della maggiore disponibilità degli impianti nonché di alcuni fenomeni contingenti che hanno ridotto l'import da paesi extra-EU creando una carenza di prodotti nell'area, aprendo opportunità di mercato.

L'**utile operativo adjusted** del settore **R&M e Chimica** pari a €152 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €1.562 milioni e con l'esclusione dell'utile da valutazione delle scorte di €1.455 milioni.

L'**utile netto adjusted** del settore **R&M e Chimica** si attesta a €62 milioni rispetto alla perdita netta di €246 milioni del 2020, a seguito del miglioramento del business della Chimica.

## PLENITUDE &amp; POWER

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		2.355	660	74	1.695	..
Esclusione special item:		(1.879)	(195)	296		
- oneri ambientali			1			
- svalutazioni (riprese di valore) nette		20	1	42		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(2)				
- accantonamenti a fondo rischi			10			
- oneri per incentivazione all'esodo		(5)	20	3		
- derivati su commodity		(1.982)	(233)	255		
- differenze e derivati su cambi		(6)		(10)		
- altro		96	6	6		
Utile (perdita) operativo adjusted		476	465	378	11	2,4
- Plenitude		363	304	256	59	19,4
- Power		113	161	114	(48)	(29,8)
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(2)	(1)	(1)	(1)	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		(3)	6	10	(9)	
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(144)	(141)	(104)	(3)	
Utile (perdita) netto adjusted		327	329	275	(2)	(0,6)

(a) Escludono gli special item.

85/10/18

107

Nel 2021, **Plenitude** ha registrato performance solide ed in crescita con un utile operativo adjusted pari a €363 milioni, in aumento di €59 milioni (+19% rispetto al 2020), grazie al miglioramento delle performance del business extra commodity, con il contributo del fotovoltaico distribuito di Evolvere, alle azioni commerciali in Italia, all'aumento del numero dei clienti in funzione della crescita in Grecia e dell'acquisizione di Aldro Energía in Spagna, e alle minori perdite su crediti che riflettono il clima di ripresa economica.

Il business **Power** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €113 milioni, in riduzione di €48 milioni rispetto al 2020, pari al 30%, principalmente per effetto dei minori one off.

L'utile operativo adjusted del settore **Plenitude & Power** pari a €476 milioni è ottenuto con una rettifica negativa per gli special item di €1.879 milioni.

L'utile netto adjusted del settore **Plenitude & Power** di €327 milioni è sostanzialmente in linea con il risultato ottenuto nel 2020 (utile netto adjusted di €329 milioni).

## CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(816)	(563)	(588)	(253)	(44,9)
Esclusione special item:		223	56	86		
- oneri ambientali		61	(130)	62		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		23	21	12		
- plusvalenze nette su cessione di asset		1	(2)	(1)		
- accantonamenti a fondo rischi		33	20	23		
- oneri per incentivazione all'esodo		91	40	10		
- altro		14	107	(20)		
Utile (perdita) operativo adjusted		(593)	(507)	(602)	(86)	(17,0)
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(539)	(569)	(525)	30	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		(691)	(95)	43	(596)	
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		247	(34)	218	281	
Utile (perdita) netto adjusted		(1.576)	(1.205)	(866)	(371)	(30,8)

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato **Corporate e altre attività** include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di

bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).



85991/619

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare

le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO<sup>(a)</sup>

	(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>				
Immobili, impianti e macchinari		56.299	53.943	2.356
Diritto di utilizzo beni in leasing		4.821	4.643	178
Attività immateriali		4.799	2.936	1.863
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.053	995	58
Partecipazioni		7.181	7.706	(525)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.902	1.037	865
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.804)	(1.361)	(443)
		74.251	69.899	4.352
<b>Capitale di esercizio netto</b>				
Rimanenze		6.072	3.893	2.179
Crediti commerciali		15.524	7.087	8.437
Debiti commerciali		(16.795)	(8.679)	(8.116)
Attività (passività) tributarie nette		(3.678)	(2.198)	(1.480)
Fondi per rischi e oneri		(13.593)	(13.438)	(155)
Altre attività (passività) d'esercizio		(2.258)	(1.328)	(930)
		(14.728)	(14.663)	(65)
Fondi per benefici ai dipendenti		(819)	(1.201)	382
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		139	44	95
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>		58.843	54.079	4.764
Patrimonio netto degli azionisti Eni		44.437	37.415	7.022
Interessenze di terzi		82	78	4
Patrimonio netto		44.519	37.493	7.026
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.987	11.568	(2.581)
Passività per leasing		5.337	5.018	319
- di cui working interest Eni		3.653	3.366	287
- di cui working interest follower		1.684	1.652	32
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		14.324	16.586	(2.262)
<b>COPERTURE</b>		58.843	54.079	4.764
Leverage		0,32	0,44	
Gearing		0,24	0,31	

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Al 31 dicembre 2021 il **capitale immobilizzato** di €74.251 milioni è aumentato di €4.352 milioni rispetto al periodo di riferimento del 2020 a seguito degli investimenti/acquisizioni e dell'effetto positivo delle differenze cambio in parte compensati dagli ammortamenti (al 31 dicembre 2021, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,133, rispetto al cambio di 1,227 al 31 dicembre 2020, -7,7%).

Il **capitale di esercizio netto** (-€14.728 milioni) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2020 per effetto dell'aumento del valore di libro delle scorte per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity parzialmente compensato dallo stanziamento delle imposte di periodo (+€1.480 milioni) e dall'incremento di altre passività d'esercizio (€930 milioni).

85999/420

109

## RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	2021	2020
Utile (perdita) netto dell'esercizio	5.840	(8.628)
Componenti non riclassificabili a conto economico	149	33
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	119	(16)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	105	24
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	
Effetto fiscale	(77)	25
Componente riclassificabili a conto economico	1.902	(2.813)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	2.828	(3.314)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1.264)	661
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(34)	32
Effetto fiscale	372	(192)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	2.051	(2.780)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	7.891	(11.408)
di competenza:		
- azionisti Eni	7.872	(11.415)
- interessenze di terzi	19	7

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020	47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(11.408)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.965)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975
Altre variazioni	(6)
Totale variazioni	(10.407)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2020	37.493
di competenza:	
- azionisti Eni	37.415
- interessenze di terzi	78
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021	37.493
Totale utile (perdita) complessivo	7.891
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.390)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(5)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(61)
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue	(15)
Acquisto azioni proprie	(400)
Altre variazioni	6
Totale variazioni	7.026
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2021	44.519
di competenza:	
- azionisti Eni	44.437
- interessenze di terzi	82

Il **patrimonio netto** (€44.519 milioni) è aumentato di €7.026 milioni per effetto dell'utile di periodo (€5.840 milioni), delle due emissioni ibride di €2.000 milioni effettuate nel mese di maggio 2021 e delle differenze positive di cambio per effetto dell'apprezzamento del dollaro USA (+€2.828 milioni), in par-

te compensati dalla distribuzione del saldo dividendo 2020 agli azionisti Eni (€857 milioni) e dell'accanto 2021 di €1.533 milioni, dal buy-back (€400 milioni) nonché dalla variazione negativa di -€1.264 milioni della riserva cash flow hedge per effetto dell'andamento delle quotazioni del gas.

## INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il management Eni utilizza tale indicatore

per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

	(€ milioni)	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		27.794	26.686	1.108
- Debiti finanziari a breve termine		4.080	4.791	(711)
- Debiti finanziari a lungo termine		23.714	21.895	1.819
Disponibilità liquide ed equivalenti		(8.254)	(9.413)	1.159
Titoli held for trading		(6.301)	(5.502)	(799)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(4.252)	(203)	(4.049)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.987	11.568	(2.581)
Passività per beni in leasing		5.337	5.018	319
- di cui working interest Eni		3.653	3.366	287
- di cui working interest follower		1.684	1.652	32
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		14.324	16.586	(2.262)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		44.519	37.493	7.026
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,20	0,31	0,11
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,32	0,44	0,12

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021 è pari a €14.324 milioni in riduzione di €2.262 milioni rispetto al 2020. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €27.794 milioni, di cui €4.080 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €1.781 milioni) e €23.714 milioni a lungo termine. L'incremento dei **crediti finanziari non strumentali all'attività operativa** è connesso all'operatività in derivati su commodity e all'aumento rilevante delle esposizioni per effetto prezzo che ha fatto scattare la richiesta da parte delle controparti finanziarie di integrare i depositi costituiti a garanzia delle esposizioni (margin call). Tali som-

me sono restituite alla Compagnia al settlement dell'operazione sottostante.

Escludendo l'effetto della lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €8.987 milioni in riduzione di €2.581 milioni rispetto al 2020.

Il **leverage**<sup>2</sup> – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,32 al 31 dicembre 2021, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,20.

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato e la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa

relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

(2) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

65881/422

III

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO<sup>(a)</sup>

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Utile (perdita) netto		5.840	(8.628)	155	14.468
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		8.568	12.641	10.480	(4.073)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(102)	(9)	(170)	(93)
- dividendi, interessi e imposte		5.334	3.251	6.224	2.083
Variazione del capitale di esercizio		(3.146)	(18)	366	(3.128)
Dividendi incassati da partecipate		857	509	1.346	348
Imposte pagate		(3.726)	(2.049)	(5.068)	(1.677)
Interessi (pagati) incassati		(764)	(875)	(941)	111
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861	4.822	12.392	8.039
Investimenti tecnici		(5.234)	(4.644)	(8.376)	(590)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.738)	(392)	(3.008)	(2.346)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		404	28	504	376
Altre variazioni relative all'attività di investimento		289	(735)	(254)	1.024
Free cash flow		5.582	(921)	1.258	6.503
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(4.743)	1.156	(279)	(5.899)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(244)	3.115	(1.540)	(3.359)
Rimborso di passività per beni in leasing		(939)	(869)	(877)	(70)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.780)	(1.968)	(3.424)	(812)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924	2.975		(1.051)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		52	(69)	1	121
<b>VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI</b>		<b>(1.148)</b>	<b>3.419</b>	<b>(4.861)</b>	<b>(4.567)</b>
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		12.711	6.726	11.700	5.985

## Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Free cash flow		5.582	(921)	1.258	6.503
Rimborso di passività per beni in leasing		(939)	(869)	(877)	(70)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(777)	(67)		(710)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite				13	
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(429)	759	(158)	(1.188)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.780)	(1.968)	(3.424)	(812)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924	2.975		(1.051)
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING</b>		<b>2.581</b>	<b>(91)</b>	<b>(3.188)</b>	<b>2.672</b>
Effetti prima applicazione IFRS 16				(5.759)	
Rimborsi lease liability		939	869	877	70
Accessioni del periodo e altre variazioni		(1.258)	(239)	(766)	(1.019)
Variazione passività per beni in leasing		(319)	630	(5.648)	(949)
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING</b>		<b>2.262</b>	<b>539</b>	<b>(8.836)</b>	<b>1.723</b>

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2021 è stato di €12.861 milioni con un incremento di €8.039 milioni rispetto al 2020, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream.

La manovra factoring ha riguardato la cessione di circa €2 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi reporting period, con un incremento di circa €0,7 miliardi rispetto

all'ammontare ceduto nello stesso periodo 2020, migliorando il flusso di cassa di tale differenziale.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €3.146 milioni è dovuto alla variazione del valore del magazzino olio e gas, all'utilizzo degli acconti ricevuti dalle società di stato egiziane per il finanziamento del progetto Zohr compensati con le fatture per le forniture di gas nonché alla rettifica del fair value dei derivati.



85991/623

I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato essenzialmente Vår Energi.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €12.711 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting.

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €2.581 milioni è principalmente dovuta alle emissioni di bond ibridi di €2.000 milioni lordi e al free cash flow positivo prodotto dalla ge-

stione di circa €5.582 milioni, che hanno coperto il pagamento dei dividendi di €2.358 milioni (saldo dividendo 2020 di €0,24 per azione con un esborso di €854 milioni e acconto 2021 di €0,43 per azione con un esborso di €1.504 milioni), l'esecuzione del programma di buy-back dell'azione Eni da €400 milioni, il pagamento delle rate di leasing di €939 milioni e il consolidamento del debito delle società acquisite di €777 milioni.

La riconduzione del **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** al flusso di cassa netto da attività operativa per i reporting period 2021, 2020 e 2019 è riportata di seguito:

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.861	4.822	12.392	8.039
Variazione del capitale di esercizio		3.146	18	(366)	3.128
Esclusione derivati su commodity		(2.139)	440	(439)	(2.579)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(1.491)	1.318	(223)	(2.809)
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri		334	128	336	206
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		12.711	6.726	11.700	5.985

8580 1/424

113

## INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production <sup>(a)</sup>		3.940	3.472	6.996	468	13,5
- acquisto di riserve proved e unproved		17	57	400	(40)	(70,2)
- ricerca esplorativa		391	283	586	108	38,2
- sviluppo di idrocarburi		3.443	3.077	5.931	366	11,9
- progetti CCUS e agro-biofeedstock		37			37	..
- altro		52	55	79	(3)	(5,5)
Global Gas & LNG Portfolio		19	11	15	8	72,7
Refining & Marketing e Chimica		728	771	933	(43)	(5,6)
- Refining & Marketing		538	588	815	(50)	(8,5)
- Chimica		190	183	118	7	3,8
Plenitude & Power		443	293	357	150	51,2
- Plenitude		366	241	315	125	51,9
- Power		77	52	42	25	48,1
Corporate e altre attività		187	107	89	80	74,8
Effetto eliminazione utili interni		(4)	(10)	(14)	6	..
Investimenti tecnici <sup>(a)</sup>		5.313	4.644	8.376	669	14,4
Investimenti in partecipazioni/business combination		2.738	392	3.008	2.346	..
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		8.051	5.036	11.384	3.015	59,9

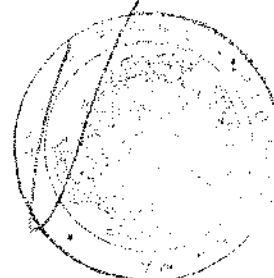
(a) include operazioni di reverse factoring poste in essere nel 2021.

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €8.051 milioni, in aumento del 60% rispetto il 2020, e includono il corrispettivo dell'acquisizione: (i) della società Be Power attiva nell'installazione e gestione di una rete di colonnine di ricarica per veicoli elettrici (metà del costo sarà pagato nel 2022); (ii) del 20% nel progetto offshore eolico di Dogger Bank A/B nel Mare del Nord; (iii) della società Aldro Energia nel business retail gas; (iv) del 100% del gruppo Fri-EI Biogas Holding attivo business della produzione di bio-gas in Italia; (v) del controllo di Finproject esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% nel 2020; e (vi) di un portafoglio di capacità di generazione rinnovabile in esercizio/in costruzione in Italia (impianti eolici) e in Spagna, Francia e Stati Uniti (con asset sia nell'eolico sia nel fotovoltaico). Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (circa €500 mi-

lioni) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €5,8 miliardi e sono interamente finanziati dal flusso di cassa adjusted.

Gli investimenti tecnici di €5.313 milioni (€4.644 milioni nel 2020) hanno riguardato essenzialmente:

- ▶ lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.443 milioni) in particolare in Egitto, Angola, Stati Uniti, Messico, Emirati Arabi Uniti, Italia, Indonesia ed Iraq;
- ▶ l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€390 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€148 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- ▶ le iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail e all'attività rinnovabili (€366 milioni).



## Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

### Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della deter-

minazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

### Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

### Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own

use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.

In applicazione della Delibera CONSOB n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

#### Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

#### Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

**Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo**

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio, escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie, quali accantonamenti straordinari per perdite su crediti, nonché in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

#### Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento

finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

#### Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

#### ROACE Adjusted

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

#### Coverage

Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

#### Current ratio

Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

#### Debt coverage

Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

#### EBITDA

Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più gli ammortamenti e le svalutazioni.

Valore

Indice

Indice



85001/427

**Debt/EBITDA**

Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

**Profit per boe**

Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil and Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi venduti.

**Opex per boe**

Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i co-

sti operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

**Finding & Development cost per boe**

Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

**RICONDUZIONE DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED**

2021	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plentitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo		10.066	899	45	2.355	(816)	(208)	12.341
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(1.455)			(36)	(1.491)
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	60			150		61		271
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(1.244)	26		1.342	20	23		167
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	247							247
- plusvalenze nette su cessione di asset	(77)			(22)	(2)	1		(100)
- accantonamenti a fondo rischi	113			(4)		33		142
- oneri per incentivazione all'esodo	60	5		42	(5)	91		193
- derivati su commodity		(207)		50	(1.982)			(2.139)
- differenze e derivati su cambi	(3)	206		(14)	(6)			183
- altro	71	(349)		18	96	14		(150)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(773)	(319)		1.562	(1.879)	223		(1.186)
Utile (perdita) operativo adjusted	9.293	580		152	476	(593)	(244)	9.664
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(313)	(17)		(32)	(2)	(539)		(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	681			(4)	(3)	(691)		(17)
imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(4.118)	(394)		(54)	(144)	247	68	(4.395)
Tax rate (%)								50,3
Utile (perdita) netto adjusted	5.543	169		62	327	(1.576)	(176)	4.349
di competenza:								
- Interessenze di terzi								19
- azionisti Eni								4.330
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								5.821
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(1.060)
Esclusione special item								(431)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								4.330

(a) Escludono gli special item.

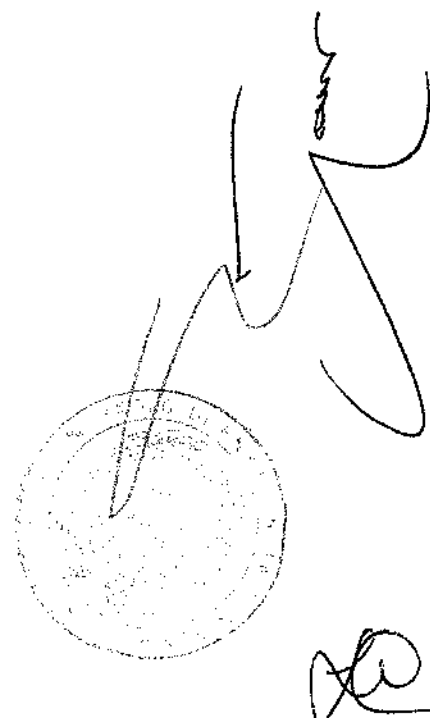
83001/428

117

2020	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo		(670)	(332)	(2.463)	560	(563)	33	(3.275)
Esclusione (utile) perdita di magazzino				1.290			28	1.318
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		19		85	1	(130)		(25)
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.888	2	1.271	1	21		3.183
- plusvalenze nette su cessione di asset		1		(8)		(2)		(9)
- accantonamenti a fondo rischi		114		5	10	20		149
- oneri per incentivazione all'esodo		34	2	27	20	40		123
- derivati su commodity			858	(185)	(233)			440
- differenze e derivati su cambi		13	(183)	10				(160)
- altro		88	(21)	(26)	6	107		154
Special item dell'utile (perdita) operativo		2.157	658	1.179	(195)	56		3.855
Utile (perdita) operativo adjusted		1.547	326	6	465	(507)	61	1.898
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(316)		(7)	(1)	(569)		(893)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		262	(15)	(161)	6	(95)		(3)
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(1.369)	(100)	(84)	(141)	(34)	(25)	(1.753)
Tax rate (%)								175,0
Utile (perdita) netto adjusted		124	211	(246)	329	(1.205)	36	(751)
di competenza:								
- interessenze di terzi								7
- azionisti Eni								(768)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(8.635)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								937
Esclusione special item								6.940
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								(758)

(a) Escludono gli special item.

Valore



85981/429

2019	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo		7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(318)			95	(223)
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		32		244		62		338
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.217	(5)	922	42	12		2.188
- plusvalenze nette su cessione di asset		(145)		(5)		(1)		(151)
- accantonamenti a fondo rischi		(18)		(2)		23		3
- oneri per incentivazione all'esodo		23	1	8	3	10		45
- derivati su commodity			(576)	(118)	255			(439)
- differenze e derivati su cambi		14	109	(5)	(10)			108
- altro		100	233	(23)	6	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo		1.223	(238)	1.021	296	86		2.388
Utile (perdita) operativo adjusted		8.640	193	21	370	(602)	(25)	8.597
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(362)	3	(36)	(1)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		312	(21)	37	10	43		381
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(5.154)	(75)	(64)	(104)	218	5	(5.174)
Tax rate (%)								64,2
Utile (perdita) netto adjusted		3.436	100	(42)	275	(866)	(20)	2.893
di competenza:								
- interessenze di terzi								7
- azionisti Eni								2.876
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								148
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(157)
Esclusione special item								2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								2.876

(a) Escludono gli special item.

85001 / 630 119

## RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2021		31 dicembre 2020	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			56.299		53.943
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.821		4.643
Attività immateriali			4.799		2.936
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.053		995
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			7.181		7.706
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		1.902		1.037
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.804)		(1.361)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 11)	(16)			
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 11)	(87)			
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 8)	8		21	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 11)	23		11	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 18)	(1.732)		(1.393)	
<b>Totale Capitale immobilizzato</b>			74.251		69.899
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			6.072		3.893
Crediti commerciali	(vedi nota 8)		15.524		7.087
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(16.795)		(8.679)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(3.678)		(2.198)
- passività per imposte sul reddito correnti		(648)		(243)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(374)		(360)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	(1.435)		(1.124)	
- passività per imposte differite		(4.835)		(5.524)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	(27)		(26)	
- attività per imposte sul reddito correnti		195		184	
- attività per imposte sul reddito non correnti		108		153	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	442		450	
- attività per imposte anticipate		2.713		4.109	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	182		181	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 8)	3		3	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 18)	(2)		(1)	
<b>Fondi per rischi e oneri</b>			(13.593)		(13.438)
<b>Altre attività (passività), composti da:</b>			(2.258)		(1.828)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 17)	39		22	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 8)	3.315		3.815	
- altre attività correnti	(vedi nota 11)	13.192		2.236	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 11)	824		1.061	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 18)	(3.191)		(2.863)	
- altre passività correnti	(vedi nota 11)	(14.305)		(3.748)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 11)	(2.132)		(1.851)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>			(14.728)		(14.663)
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			(819)		(1.201)
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili composte da:</b>			139		44
- attività destinate alla vendita		263		44	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(124)			
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			58.843		54.079
<b>Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi</b>			44.519		37.493
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			27.794		26.686
- passività finanziarie a lungo termine		23.714		21.895	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.781		1.909	
- passività finanziarie a breve termine		2.299		2.882	
<b>a dedurre:</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(8.254)		(9.413)
Titoli held-for-trading			(6.301)		(5.502)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		(4.252)		(203)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			8.987		11.568
Passività per beni in leasing, composti da:			5.337		5.018
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.389		4.169	
- quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		948		849	
<b>Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16<sup>(a)</sup></b>			14.324		16.506
<b>COPERTURE</b>			58.843		54.079

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 20 al Bilancio consolidato.



85001/43A

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

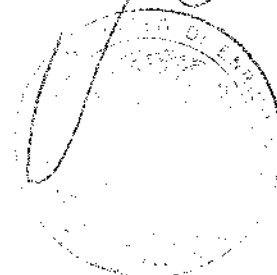
Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2021	2020			
	(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto			5.840		(9.628)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:					
Ammortamenti e altri componenti non monetari			8.568		12.641
- ammortamenti		7.063		7.304	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		167		3.183	
- radiazioni		387		329	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		1.091		1.733	
- altre variazioni		(194)		92	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti		54			
Plusvalenze nette su cessioni di attività			(102)		(9)
Dividendi, interessi e imposte			5.334		3.251
- dividendi		(230)		(150)	
- interessi attivi		(75)		(126)	
- interessi passivi		794		877	
- imposte sul reddito		4.845		2.650	
Flusso di cassa del capitale di esercizio			(3.146)		(18)
- rimanenze		(2.033)		1.054	
- crediti commerciali		(7.888)		1.316	
- debiti commerciali		7.744		(1.614)	
- fondi per rischi e oneri		(406)		(1.056)	
- altre attività e passività		(563)		282	
Dividendi incassati			857		509
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati			(3.726)		(2.049)
Interessi (pagati) incassati			(764)		(875)
- interessi incassati		28		53	
- interessi pagati		(792)		(928)	
Flusso di cassa netto da attività operativa			12.861		4.822
Investimenti			(5.234)		(4.644)
- attività materiali		(4.950)		(4.407)	
- attività immateriali		(284)		(237)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda			(2.738)		(392)
- partecipazioni		(837)		(283)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		(1.901)		(109)	
Disinvestimenti			404		28
- attività materiali		207		12	
- attività immateriali		1			
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		76			
- imposte pagate sulle dismissioni		(35)			
- partecipazioni		155		16	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento			289		(735)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		(2)			
- investimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa		(227)		(166)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		386		(757)	
- disinvestimenti finanziari: titoli e crediti strumentali all'attività operativa		141		136	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(9)		52	
Free cash flow			5.582		(921)

85001 | 432 121

## segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2021		2020	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		5.582		(921)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(4.743)		1.156
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.743)		1.156	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(244)		3.115
- assunzione di debiti finanziari non correnti	3.556		5.278	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.890)		(3.100)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(910)		937	
Rimborso di passività per beni in leasing		(939)		(869)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.780)		(1.968)
- acquisto di azioni proprie	(400)			
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(17)			
- dividendi pagati ad azionisti Eni	(2.358)		(1.965)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(5)		(3)	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924		2.975
- emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	1.985		2.975	
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(61)			
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		52		(69)
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni	52		(69)	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		(1.148)		3.419

Valore se



# Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

I risultati economico-finanziari di Eni SpA di seguito illustrati risultano essere caratterizzati dalle seguenti operazioni:

► conferimento, operato con efficacia del 30 giugno 2021, del ramo d'azienda "Attività rinnovabili Italia" a Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit) nell'ambito del programma di integrazione del business retail Gas & Power con il business delle attività rinnovabili; in relazione a ciò le attività del business renewables hanno interes-

sato i risultati di Eni SpA per il solo primo semestre 2021;

- acquisizione, con efficacia del 31 dicembre 2021, del ramo d'azienda "Laboratori Sperimentali" da EniProgetti SpA;
- modifica della classificazione della Mozambique Rovuma Venture SpA da joint operation a joint venture in relazione all'ampliamento dello scope della società in ulteriori progetti minerari in Mozambico.

## CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica		38.249	18.017	28.496	20.232
Altri ricavi e proventi		474	405	430	69
Costi operativi		(34.490)	(19.645)	(28.785)	(14.845)
Altri proventi (oneri) operativi		(2.278)	(176)	112	(2.102)
Ammortamenti		(930)	(1.013)	(1.137)	83
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		(455)	(1.573)	(1.144)	1.118
Radiazioni		(1)		(2)	(1)
Risultato operativo		569	(3.985)	(2.030)	4.554
Proventi (oneri) finanziari		(207)	(299)	(279)	92
Proventi (oneri) su partecipazioni		6.918	6.519	5.677	399
Utile prima delle imposte		7.280	2.235	3.368	5.046
Imposte sul reddito		395	(628)	(390)	1.023
Utile netto		7.675	1.607	2.978	6.068

L'utile netto di Eni SpA di €7.675 milioni si incrementa di €6.068 milioni rispetto all'esercizio precedente.

Il miglioramento del risultato operativo di €4.554 milioni è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business R&M (€1.933 milioni) per effetto principalmente della valutazione positiva delle scorte; escludendo tale valutazione, la performance è in calo rispetto all'esercizio 2020 e risente della straordinaria debolezza dello scenario di raffinazione e dei maggiori oneri per la CO<sub>2</sub>; (ii) alla linea di business E&P (€1.692 milioni), per effetto essenzialmente del rafforzamento dello scenario prezzi e delle riprese di valore relative in particolare a giacimenti gas in Italia; (iii) alla

linea di business Global Gas & LNG Portfolio (€999 milioni), per effetto delle ottimizzazioni di portafoglio gas e le rinegoziazioni contrattuali catturando la fase di estrema volatilità del mercato che ha visto i prezzi spot raggiungere valori record, nonché alla crescita dei volumi di gas commercializzati in Italia per effetto della ripresa economica. L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€399 milioni) è riferito essenzialmente alle maggiori riprese di valore operate sulle partecipate. Le minori imposte sul reddito (€1.023 milioni) sono riferite alla circostanza che nel 2020 vennero operate svalutazioni di imposte anticipate in relazione alla previsione della loro recuperabilità.

## Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito,

sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

### RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production		2.198	1.509	2.234	689
Global Gas & LNG Portfolio		18.374	5.702	9.433	12.672
Refining & Marketing		15.505	9.694	15.908	5.811
Power & Renewables		4.089	1.938	2.513	2.151
Corporate		976	876	921	100
Elisioni		(2.893)	(1.702)	(2.513)	(1.191)
		38.249	18.017	28.496	20.232

85931 / 436

123

I ricavi Exploration & Production (€2.198 milioni) si incrementano di €689 milioni, pari al 45,7%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas parzialmente compensati da una diminuzione di idrocarburi prodotti pari a -23,2 migliaia di boe/giorno.

I ricavi Global Gas & LNG Portfolio (€18.374 milioni) si incrementano di €12.672 milioni a seguito principalmente delle vendite di gas nei mercati europei e delle maggiori vendite di GNL nonché per effetto dello scenario energetico legato ai prezzi del gas.

I ricavi Refining & Marketing (€15.505 milioni) si incrementano di €5.811 milioni, pari al 59,9%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi e dei volumi venduti, trainati dalla ripresa dei consumi.

I ricavi Power & Renewables (€4.089 milioni) si incrementano di €2.151 milioni a seguito dello scenario prezzi in forte crescita e dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

I ricavi della Corporate (€976 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2020.

## RISULTATO OPERATIVO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production		711	(981)	(352)	1.692
Global Gas & LNG Portfolio		683	(316)	(581)	999
Refining & Marketing		(205)	(2.138)	(426)	1.933
Power & Renewables		23	(29)	(155)	52
Corporate		(557)	(545)	(499)	(12)
Eliminazione utili interni <sup>(a)</sup>		(86)	24	(17)	(110)
Risultato operativo		569	(3.985)	(2.030)	4.554

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Il risultato operativo della Exploration & Production, di €711 milioni, migliora di €1.692 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas; (ii) delle riprese di valore operate sugli asset di Falconara, Rubicone, Casalborgorsetti e Fano pari a €481 milioni (nel 2020 erano state operate svalutazioni pari a €365 milioni); (iii) ai minori costi operativi.

Il risultato operativo della Global Gas & LNG Portfolio, di €683 milioni, migliora di €999 milioni a seguito delle attività di continua ottimizzazione del portafoglio e di rinegoziazione dei contratti che hanno permesso di beneficiare della fase di estrema volatilità del mercato sia gas sia GNL. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori accantonamenti dovuti all'aumento del valore nominale dei crediti e ad alcune dispute commerciali ancora in corso.

Il risultato operativo della Refining & Marketing, negativo per €205 milioni, migliora di €1.933 milioni a seguito essenzialmen-

te: (i) dell'effetto positivo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato; (ii) delle minori svalutazioni da impairment degli impianti di raffinazione che, in entrambi i periodi a confronto, hanno risentito del deterioramento dei flussi di cassa attesi per effetto del peggioramento dello scenario SERM e dei maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'eccezionale flessione dei margini di raffinazione, i peggiori degli ultimi dieci anni, e dai maggiori oneri per CO<sub>2</sub>.

Il risultato operativo della Power & Renewables, di €23 milioni, migliora di €52 milioni a seguito: (i) dei migliori risultati conseguiti nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento, dei maggiori margini per effetto scenario prezzi nonché dalle maggiori rivalutazioni da impairment test sui right of use; (ii) della circostanza che il risultato 2021 tiene conto dei valori dell'attività Renewables sino al 30 giugno 2021, data di efficacia della cessione del ramo d'azienda "Attività rinnovabili Italia".

## PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
Dividendi		6.006	8.914	6.523	(2.908)
Plusvalenze nette da vendite		21			21
Altri proventi		2.281	5	420	2.276
Totale proventi		8.308	8.919	7.043	(611)
Svalutazioni e perdite		(1.390)	(2.400)	(1.366)	1.010
		6.918	6.519	5.677	399



L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€399 milioni) deriva essenzialmente dalle maggiori riprese di valore operate sulle partecipate.

#### IMPOSTE SUL REDDITO

	(€ milioni)	2021	2020	2019	Var. ass.
IRES		(1)	66	17	(67)
IRAP		(19)	(2)		(17)
Addizionale Legge n. 7/09		(97)			(97)
Imposte correnti		(117)	64	17	(181)
Imposte differite		4	(76)	9	80
Imposte anticipate		473	(660)	(409)	1.133
Imposte differite e anticipate		477	(736)	(400)	1.213
Totale imposte estere		(6)	(13)	(8)	7
Totale imposte sul reddito Eni SpA		354	(685)	(391)	1.039
Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation		41	57	1	(16)
		395	(628)	(390)	1.023

Le imposte sul reddito, positive per €395 milioni, migliorano di €1.023 milioni a seguito essenzialmente della ripresa di valore delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi. La differenza del 29,82% tra il tax rate effettivo (-5,43%) e teorico

(24,39%) è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 19,05%); (ii) alla valutazione delle imposte anticipate IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 7,84%); (iii) alle valutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 3%).

#### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO<sup>3</sup>

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di

seguito, sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

#### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

	(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		5.213	6.569	(1.356)
Diritto di utilizzo beni in leasing		1.691	1.888	(197)
Attività immateriali		247	101	146
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.104	994	110
Partecipazioni		56.010	46.855	9.155
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		3.279	4.378	(1.099)
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento		(208)	(120)	(88)
		67.336	60.665	6.671
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		2.582	1.099	1.483
Crediti commerciali		9.509	3.397	6.112
Debiti commerciali		(8.770)	(3.475)	(5.295)
Attività (passività) tributarie nette		256	(241)	497
Fondi per rischi e oneri		(4.992)	(4.890)	(102)
Altre attività (passività) d'esercizio		(807)	(981)	174
		(2.222)	(5.091)	2.869
Fondi per benefici ai dipendenti		(393)	(376)	(17)
Attività destinate alla vendita		3	2	1
CAPITALE INVESTITO NETTO		64.724	55.200	9.524
Patrimonio netto		51.039	44.707	6.332
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16		11.363	7.913	3.450
Passività per leasing		2.322	2.580	(258)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		13.685	10.493	3.192
COPERTURE		64.724	55.200	9.524

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2021 ammonta a €64.724 milioni con un incremento di €9.524 milioni rispetto al 31 dicembre 2020.

(3) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Il **capitale immobilizzato** (€67.336 milioni) aumenta di €6.671 milioni rispetto al 31 dicembre 2020 a seguito essenzialmente dell'incremento delle partecipazioni (€9.155 milioni) per effetto degli interventi sul capitale di società controllate e delle riprese di valore operate. Tale effetto è parzialmente compensato dal decremento delle attività non-correnti per effetto del deconsolidamento al 31 dicembre 2021 degli Asset della Mozambique Rovuma Venture SpA Venture (€1.320 milioni) a seguito della modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture.

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €2.222 milioni, migliora di €2.869 milioni per effetto essenzialmente: (i) dell'effetto positivo della valutazione delle scorte che riflette

l'andamento dei prezzi di mercato (€1.483 milioni); (ii) dell'incremento delle attività tributarie nette (€497 milioni) in particolare per la valutazione delle imposte anticipate; (iii) dell'incremento netto dei crediti/debiti commerciali (€817 milioni) in particolare della linea di business Global Gas & LNG Portfolio; (iv) dalla diminuzione delle altre passività nette (€174 milioni) per effetto dell'incremento dei crediti per dividendi deliberati e non ancora incassati dalla partecipata Eni International BV (€3.178 milioni), in parte compensati dall'effetto negativo del fair value dei derivati (€2.290 milioni), in particolare dei derivati su commodity.

Le **attività destinate alla vendita** di €3 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

## PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2020		44.707
Incremento per:		
Utile netto	7.675	
Emissioni (Rimborsi) nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.000	
Differenze cambio da conversione Joint Operation	26	
Piano incentivazione a lungo termine	16	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	3	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti ad OCI	1	
Altri incrementi	18	
		9.739
Decremento per:		
Acconto sul dividendo 2021	(1.533)	
Distribuzione saldo dividendo 2020	(857)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(541)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(61)	
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue	(15)	
		(3.407)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2021		51.039

## INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

	(€ milioni)	31.12.2021	31.12.2020	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		28.040	25.843	2.197
Debiti finanziari a breve termine		7.421	5.777	1.644
Debiti finanziari a lungo termine		20.619	20.066	553
Disponibilità liquide ed equivalenti		(6.630)	(8.111)	1.481
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(4.192)	(4.799)	607
Altre attività finanziarie destinate al trading		(5.855)	(5.020)	(835)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16		11.363	7.913	3.450
Passività per leasing		2.322	2.580	(258)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		13.685	10.493	3.192

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di €3.192 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti in partecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€8.145 milioni); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'eser-

cizio 2020 di €0,24 per azione (€854 milioni) e dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021, a valere sulle riserve disponibili, di €0,43 per azione (€1.504 milioni); (iii) agli investimenti tecnici (€1.036 milioni); (iv) all'acquisto di azioni proprie

(€400 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€4.274 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate (€2.893 milioni); (ii) dai disinvestimenti dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa netti (€1.286 milioni); (iii) dal flusso di

cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue (€1.924 milioni); (iv) dal deconsolidamento al 31 dicembre 2021 del debito della Mozambique Rovuma Venture SpA (€981 milioni) a seguito della modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture.

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO<sup>4</sup>

	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Utile netto		7.675	1.607	6.068
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		492	4.989	(4.497)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(23)	(7)	(16)
- dividendi, interessi e imposte		(6.057)	(7.940)	1.883
Variazione del capitale di esercizio		(401)	1.185	(1.586)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		2.588	8.592	(6.004)
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.274	8.426	(4.152)
Investimenti tecnici		(1.036)	(812)	(224)
Investimenti in partecipazioni		(8.145)	(6.752)	(1.393)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		1.286	(211)	1.497
Dismissioni		484	11	473
Altre variazioni relative all'attività di investimento		113	(73)	186
Free cash flow		(3.024)	589	(3.613)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(110)	778	(888)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.888	1.321	1.567
Rimborso di passività per beni in leasing		(374)	(337)	(37)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.758)	(1.965)	(793)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924	2.975	(1.051)
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(27)	(2)	(25)
<b>VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI</b>		<b>(1.481)</b>	<b>3.359</b>	<b>(4.840)</b>

	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Free cash flow		(3.024)	589	(3.613)
Rimborso di passività per beni in leasing		(374)	(337)	(37)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.758)	(1.965)	(793)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.924	2.975	(1.051)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		782	235	547
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING</b>		<b>(3.450)</b>	<b>1.497</b>	<b>(4.947)</b>
Rimborso di passività per beni in leasing		374	337	37
Accensioni del periodo e altre variazioni		(115)	(260)	144
Variazione passività per beni in leasing		258	77	181
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING</b>		<b>(3.192)</b>	<b>1.574</b>	<b>(4.766)</b>

### INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Exploration & Production		406	356	50
Global Gas & LNG Portfolio		159		159
Refining & Marketing		423	420	3
Corporate		48	36	12
<b>Investimenti tecnici</b>		<b>1.036</b>	<b>812</b>	<b>224</b>

(4) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

85301/438

127

## RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

		31 dicembre 2021	31 dicembre 2020			
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	(€ mili- oni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari				5.213		6.569
Diritto di utilizzo beni in leasing				1.691		1.888
Attività immateriali				247		101
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo				1.104		994
Partecipazioni				56.010		46.855
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:				3.279		4.378
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)		(vedi nota 16)	22		23	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)		(vedi nota 16)	3.257		4.355	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:				(208)		(120)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento		(vedi nota 7 e nota 10)	2		2	
- debiti per attività di investimento		(vedi nota 18)	(210)		(122)	
Totale Capitale immobilizzato				67.336		60.665
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze				2.582		1.099
Crediti commerciali		(vedi nota 7)		9.509		3.397
Debiti commerciali		(vedi nota 18)		(8.770)		(3.475)
Attività (passività) tributarie nette:				256		(241)
- passività per imposte sul reddito (correnti)			(117)		(4)	
- altre passività (correnti)		(vedi nota 10)	(622)		(589)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)			23		22	
- altre attività (correnti)		(vedi nota 10)	69		79	
- attività per imposte anticipate			814		113	
- attività per imposte sul reddito (non correnti)			78		78	
- altre attività (non correnti)		(vedi nota 10)	2		2	
- crediti per consolidato fiscale e IVA		(vedi nota 7)	73		95	
- debiti per consolidato fiscale e IVA		(vedi nota 18)	(39)		(3)	
- passività per imposte sul reddito (non correnti)					(9)	
- altre passività (non correnti)		(vedi nota 10)	(25)		(25)	
Fondi per rischi ed oneri				(4.992)		(4.890)
Altre attività (passività) di esercizio:				(807)		(981)
- altri crediti		(vedi nota 7)	3.410		264	
- altre attività (correnti)		(vedi nota 10)	12.782		1.243	
- altre attività (non correnti)		(vedi nota 10)	2.053		905	
- altri debiti		(vedi nota 18)	(502)		(553)	
- altre passività (correnti)		(vedi nota 10)	(15.683)		(2.026)	
- altre passività (non correnti)		(vedi nota 10)	(2.867)		(814)	
Totale Capitale di esercizio netto				(2.222)		(5.091)
Fondi per benefici ai dipendenti				(393)		(376)
Attività destinate alla vendita				3		2
CAPITALE INVESTITO NETTO				64.724		55.200
Patrimonio netto				51.039		44.707



8599 1/439

		31 dicembre 2021		31 dicembre 2020		
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	(€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Indebitamento finanziario netto						
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:						
- passività finanziarie a lungo termine			20.619		20.066	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine			1.555		1.848	
- passività finanziarie a breve termine			5.866		3.929	
a dedurre:						
Disponibilità liquide ed equivalenti			6.630		8.111	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(vedi nota 16)	4.192		4.799	
Attività finanziarie destinate al trading			5.855		5.020	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16				11.363		7.913
Passività per beni in leasing, composti da:				2.322		2.580
- passività per beni in leasing a lungo termine			1.939		2.157	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine			383		423	
Totale indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS16				13.685		10.493
COPERTURE				64.724		55.200

85001/440

129

## RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

	2021	2020
Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema legale
(€ milioni)	riclassificato	riclassificato
Utile netto	7.675	1.607
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operative		
Ammortamenti e altri componenti non monetari	492	4.989
- ammortamenti	930	1.013
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	455	1.573
- radiazioni	1	
- effetto valutazione partecipazioni	(894)	2.395
- differenze cambio da allineamento	(123)	(48)
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	65	54
- remeasurement delle passività per leasing	(21)	(1)
- proventi assicurativi per indennizzi relativi a immobilizzazioni materiali		(2)
- piano incentivazione a lungo termine	16	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	63	5
Plusvalenze nette su cessione di attività	(23)	(7)
Dividendi, interessi e imposte	(6.057)	(7.940)
- dividendi	(6.006)	(8.914)
- interessi attivi	(176)	(204)
- interessi passivi	520	550
- imposte sul reddito	(395)	628
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(401)	1.185
- rimanenze	(1.602)	965
- crediti commerciali	(6.097)	1.033
- debiti commerciali	5.283	(1.236)
- fondi per rischi ed oneri	(170)	113
- altre attività e passività	2.185	309
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	2.588	8.592
- dividendi incassati	2.893	8.853
- interessi incassati	179	210
- interessi pagati	(517)	(533)
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	33	62
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.274	8.426
Investimenti tecnici	(1.036)	(812)
- immobilizzazioni materiali	(848)	(791)
- immobilizzazioni immateriali	(188)	(21)
Investimenti in partecipazioni	(8.145)	(6.752)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa	1.286	(211)
- crediti finanziari strumentali	1.286	(211)
Dismissioni	484	11
- immobilizzazioni materiali	5	9
- partecipazioni	479	2
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento	113	(73)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	113	(73)
Free cash flow	(3.024)	589
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività	(110)	778
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(110)	778
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.888	1.321
- assunzione (rimborso) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	955	2.020
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	1.933	(599)
Rimborso di passività per beni in leasing	(374)	(337)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.758)	(1.965)
- dividendi pagati	(2.358)	(1.965)
- acquisto azioni proprie	(400)	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.924	2.975
- emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	1.985	2.975
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(61)	
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(27)	(8)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(1.481)	3.359

## Fattori di rischio e incertezza

### RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico. L'andamento del prezzo del greggio nel breve termine è determinato dall'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale oltre che da molteplici fattori di natura finanziaria e geopolitica. La domanda petrolifera nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale, a sua volta influenzata da molteplici fattori ed eventi imprevedibili quali la fiducia dei consumatori, i livelli di occupazione, la crescita del reddito disponibile, le crisi finanziarie, le politiche monetarie delle banche centrali, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Nel medio-lungo termine intervengono anche altre variabili che rendono più complessa la stima della domanda petrolifera globale quali il consumo di idrocarburi, l'espansione demografica, l'aumento del potenziale di crescita dell'economia, il miglioramento degli standard di vita dei Paesi in via di sviluppo, i prezzi e la disponibilità di fonti energetiche alternative (i.e. nucleare e rinnovabili), il progresso tecnologico nell'efficienza dei consumi e, soprattutto, l'accelerazione del processo di transizione energetica verso un'economia low carbon che vede la società civile e i governi di tutto il mondo impegnati nella promozione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e della sostituzione dei veicoli a combustione interna con gli EV ("electric vehicle"), compresa la possibile introduzione di normative più severe sul consumo di idrocarburi quali la tassazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in risposta ai rischi posti all'ecosistema dal cambiamento climatico (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change). I drammatici eventi legati alla pandemia COVID-19, la profonda recessione che ne è conseguita e il cambiamento dei modelli sociali con la diffusione dello smart working e del videoconferencing potrebbero aver causato un cambiamento strutturale della domanda petrolifera mondiale, anche in relazione alla possibile accelerazione della transizione energetica trainata dalle imponenti misure di stimolo varate dai governi per ricostruire le economie su basi più sostenibili e compatibili con la tutela dell'ambiente.

L'offerta globale di greggio è influenzata in maniera determinante dalle politiche di produzione dell'OPEC+, l'alleanza che include i membri dell'originario cartello OPEC poi estesa ad altri importanti Paesi produttori come Russia e Kazakhstan, in grado di controllare circa il 50% dell'offerta globale e quindi in certa misura i prezzi del petrolio. La posizione dell'OPEC infatti era stata indebolita dalla rivoluzione dello shale oil USA, portando l'Arabia Saudita ad allearsi con la Russia per rafforzare il ruolo del cartel-

lo. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale, poiché possiede un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, hanno un forte impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni economiche e finanziarie adottate, in particolare, dagli USA e dall'UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, come ad esempio l'embargo che impedisce le esportazioni di greggio dall'Iran e dal Venezuela, crisi geopolitiche regionali con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi meteorologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

Nel corso del 2021, il prezzo del petrolio ha registrato un significativo recupero dopo il crollo del 2020 dovuto agli effetti della pandemia COVID-19 sull'attività economica e sui consumi di combustibili fossili. L'inversione di tendenza del mercato petrolifero è occorsa in coincidenza con l'introduzione nel novembre 2020 dei vaccini anti-COVID-19. I progressi della campagna vaccinale e delle altre misure di contenimento della pandemia consentono il graduale "reopening" delle principali economie, con consumi e investimenti sostenuti dalle rilevanti misure di stimolo della crescita adottate dai governi e dalle politiche monetarie espansive delle banche centrali. La ripresa economica e il forte incremento della mobilità dopo la cessazione dei lockdown trainano la domanda petrolifera mondiale con la sola eccezione del settore aereo (passeggeri internazionali) che sconta il prolungamento delle misure di chiusura delle frontiere da parte della maggioranza degli Stati. La diffusione di nuove varianti del virus non ha effetti tali da frenare la ripresa; ad esempio la diffusione nel corso del mese di novembre 2021 della variante "Omicron" del virus determina un'iniziale, significativa correzione nel prezzo del petrolio, ma non comporta una modifica dei fondamentali del mercato per cui, dopo aver perso circa il 15% in pochi giorni di scambio, le quotazioni riprendono il trend rialzista.

Nel complesso, la domanda petrolifera nel 2021 ha registrato un rimbalzo significativo di 5,5 milioni di barili/g in più rispetto al crollo del 2020 di circa 9 milioni di barili/g. La domanda è attesa tornare ai livelli pre-pandemici (circa 100 milioni di barili/g) nella seconda metà del 2022. Dal lato dell'offerta, l'OPEC+ nella seconda parte del 2021 ha implementato un'efficace politica di production management con il graduale allentamento dei tagli produttivi concordati nel maggio 2020 a sostegno del prezzo. Inoltre, nei mesi finali del 2021 i dati produttivi del Cartello evidenziano una crescente difficoltà da parte di numerosi Stati aderenti a raggiungere le quote produttive concordate (es. Nigeria, Anogo-

85991/462

la), per cui il Cartello sta effettivamente producendo al di sotto del tetto concordato. Le compagnie petrolifere internazionali e gli shale producer USA segnalano un cambio di rotta epocale nelle politiche di capital allocation con l'abbandono dei piani di crescita della produzione, privilegiando i ritorni agli azionisti e la ristrutturazione e il rimborso del debito accumulato nei cicli precedenti e nel downturn del 2020. La disciplina finanziaria è la risposta del management delle compagnie petrolifere alla volatilità dei mercati, alle spinte degli investitori ad ottenere ritorni più attrattivi e dei vincoli ESG delle banche che limitano l'accesso a nuovi finanziamenti. I capex di sviluppo/mantenimento della produzione del settore upstream Oil & Gas nel 2021 registrano solo un marginale incremento rispetto alla drastica contrazione registrata nel 2020 in risposta al downturn, attestandosi a un livello di circa \$320-350 miliardi (media del biennio stimata da fonti di mercato), circa la metà di quella registrata nel periodo di crescita dello shale oil USA nel 2011-2014. Il cambio di rotta delle oil companies penalizza la crescita dell'offerta petrolifera che nel 2021 rimane inferiore alla significativa ripresa della domanda con il conseguente riassorbimento dell'eccesso di scorte accumulate nel 2020. A fine 2021, le scorte commerciali mondiali risultano sotto la media storica degli ultimi cinque anni. Il miglioramento dei fondamentali di domanda e offerta traina la ripresa del prezzo del greggio, che beneficia anche della situazione globale di carenza di offerta di tutte le fonti energetiche, in particolare gas, come evidenziato dai fenomeni di switch gas-to-oil. Il prezzo del Brent in media annua 2021 chiude a 71 \$/barile con un incremento di circa il 70% rispetto al 2020 (media 42 \$/barile). Il trend rialzista si consolida nella parte iniziale del 2022 con le quotazioni del Brent che a febbraio raggiungono i 120-130 \$/barile, ritornando ai massimi dal 2008, anche per effetto del conflitto tra Russia e Ucraina.

I prezzi del gas, anch'essi penalizzati nel 2020 dalla crisi pandemica, hanno registrato un recupero ancora più significativo del petrolio grazie alla sostenuta ripresa della domanda non compensata da un idoneo adeguamento del supply. Alla base del trend del supply ci sono sia motivazioni di carattere congiunturale (come il fermo non programmato di alcuni impianti di liquefazione sia per motivi tecnici che per scarsità di feedgas) sia di carattere strutturale come il rallentamento degli investimenti in nuovi progetti di liquefazione e il rallentamento della crescita della produzione gas USA, conseguenza della disciplina finanziaria degli shale producer. La domanda globale di gas ha registrato un'importante crescita nel corso del 2021 beneficiando della ripresa economica, di un inverno rigido (soprattutto in Asia), di un contributo limitato delle fonti intermittenti in alcune aree e di un prezzo del carbone particolarmente elevato soprattutto nella prima metà dell'anno. Tra fine estate e fine anno i prezzi spot del gas sia in Europa che in Asia hanno toc-

cato i massimi storici a fronte dell'inseverimento della situazione di mercato corto derivante da una domanda resiliente agli elevati livelli di prezzo e dal rallentamento dei flussi di import via pipe in Europa che hanno portato le scorte europee su livelli ben al di sotto dei minimi degli ultimi cinque anni. In Europa continentale i prezzi spot hanno toccato livelli record superando 60 \$/Mbtu in dicembre (circa 1.980 €/migliaia di metri cubi). In media annua gli incrementi del 2021 sono di dimensioni rilevanti: il PSV ha registrato una media di circa 487 €/migliaia di metri cubi, +335% vs. 2020; il TTF che ha beneficiato in via diretta dei minori flussi d'importazione di LNG si è attestato su una media di 486 €/migliaia di metri cubi (+390% vs. 2020). Dopo una pausa a inizio 2022, la volatilità nel mercato europeo del gas è tornata su livelli estremi a causa dello scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina.

L'andamento dei prezzi degli idrocarburi nel 2022 sarà sostenuto dalla crescita economica, dalla politica di graduale allentamento dei tetti produttivi dell'OPEC+, dalle problematiche di performance produttiva del Cartello e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere quotate, che in base agli annunci di mercato prevedono solo una modesta crescita dei capex. Possibili rischi a tale outlook sono rappresentati dalle tensioni geopolitiche globali in particolare il conflitto tra Russia e Ucraina (vedi pag. 96) che potrebbero causare una recessione e un rallentamento delle attività, dagli squilibri dell'economia cinese dovuti ai prestiti in sofferenza delle banche e alle difficoltà del settore immobiliare, dall'effetto degli elevati costi dell'energia sulla produzione industriale in relazione a fenomeni registrati di interruzione dell'attività in alcuni comparti energy-intensive (metallurgico, fertilizzanti) che potrebbero mettere a rischio la ripresa, nonché dall'aumento delle aspettative inflazionistiche che potrebbero comportare la revisione delle politiche monetarie da parte delle banche centrali. Per il 2022 Eni prevede un prezzo del petrolio per il riferimento Brent di 80 \$/barile, che sconta un'offerta tendenzialmente allineata alla domanda, partendo da un livello degli stoccaggi mondiali di fine 2021 eccezionalmente basso; per il gas le attese sono di persistenza della situazione di mercato corto a fronte di aspettative di tenuta della domanda, della necessità di ricostituzione delle scorte ai minimi in Europa e di limitata nuova offerta LNG attesa entrare in esercizio. Nel lungo termine, considerati i rischi della transizione energetica, Eni prevede un deck di 62 \$/bbl in termini reali 2020 fino al 2035, per poi declinare a 46 \$ nel 2050 in relazione all'assunzione di progressivo phase out del petrolio dal mix energetico globale per il conseguimento degli obiettivi climatici di Parigi. Tali proiezioni di prezzo sono alla base delle decisioni d'investimento e delle valutazioni di recuperabilità degli attivi Oil & Gas.

Valuare

→

→



I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. Nel 2021 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo adjusted) e la generazione di cassa operativa hanno registrato un incremento di quasi €8 miliardi per entrambi rispetto al 2020 dovuto essenzialmente allo scenario prezzi degli idrocarburi.

L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato come la fase di eccezionale volatilità del prezzo del gas che si è verificata nel quarto trimestre 2021 (v. infra). La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).

Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo delle commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Compagnia di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste considerazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, rinviare o rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni. A causa della crisi del COVID-19 che potrebbe aver causato una riduzione strutturale della domanda petrolifera e dei rischi di accelerazione della transizione energetica, il management ha adottato un approccio più selettivo rispetto al passato nell'allocazione delle risorse al core business Oil & Gas che nel prossimo quadriennio attirerà un programma di capex di circa €4,5 miliardi per anno (prima del COVID-19 erano nell'intorno dei €6 miliardi).

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle ri-

serve di idrocarburi. La selettività degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale considerata la volatilità dei flussi di cassa. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il cash flow operativo ha una prevedibilità limitata poiché è soggetto alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi, considerate le politiche di risk management che non prevedono la copertura del rischio prezzo attraverso strumenti finanziari derivati (posizioni "unhedged"), salvo particolari situazioni di mercato (v. infra). Le altre variabili che influenzano il cash flow sono: (i) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai pozzi di produzione; (ii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iii) i rischi geopolitici; (iv) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nonostante Eni non abbia al momento sperimentato alcuna difficoltà di accesso al credito, l'ottenimento di nuovi finanziamenti è esposto al rischio della crescente diffidenza da parte di banche e altre istituzioni finanziarie a erogare fondi a sostegno di nuovi progetti Oil & Gas in relazione alla transizione energetica. Questo potrebbe comportare un aumento del costo delle nuove emissioni o la necessità di rivedere i programmi di sviluppo. Per questi motivi è valutato l'impegno finanziario necessario per sviluppare i business della transizione energetica, il management Eni ha adottato una politica di forte selettività dei progetti d'investimento con l'obiettivo di aumentare la resilienza del portafoglio di asset Oil & Gas alla volatilità dei prezzi del petrolio, riducendo il livello di prezzo del Brent in corrispondenza del quale il cash flow operativo di Eni è in grado di coprire gli investimenti pianificati e il pagamento del dividendo base. Nel 2021 tale prezzo di cash neutrality è stato di circa 40 \$/barile. Per il 2022 allo scenario di 80 \$/barile, il management prevede una generazione di cassa in eccesso rispetto al budget degli investimenti organici (€7,7 miliardi) e al dividendo base (€0,36 per azione pari a €1,3 miliardi); tale avanzo sarà allocato al mantenimento di una solida struttura patrimoniale e a ritorni addizionali agli azionisti attraverso il dividendo variabile e un nuovo programma di buy-back. Il piano d'investimenti di esplorazione e sviluppo delle riserve di idrocarburi presenta una significativa quota "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Inoltre, considerata la volatilità dei cash flow operativi, l'Azienda mantiene una riserva di liquidità strategica di €21,6 miliardi costituita da cassa, attività finanziarie prontamente liquidabili, depositi vincolati a breve termine e linee di credito committed pari a circa quattro volte l'ammontare dei debiti finanziari in scadenza nei prossimi dodici mesi (comprese le rate di leasing).

85901/444

Per meglio apprezzare l'impatto della volatilità del prezzo del petrolio sul cash flow operativo, il management ha stimato che per una variazione in più o in meno del prezzo del Brent rispetto allo scenario di 80 \$/bbl, il cash flow operativo registra rispettivamente un aumento/contrazione di circa €140 milioni. Nel 2022 l'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi spot del gas naturale sarà attenuata dalla decisione del management di coprire la vendita di circa 5 miliardi di metri cubi mediante l'uso di strumenti derivati finanziari con prezzi di vendita per consegna futura compresi tra i 800 e i 400 €/migliaia di metri cubi registrati nel quarto trimestre.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Nel 2021, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto negativo sulle produzioni di circa 13 mila boe/giorno rispetto al 2020.

Refining & Marketing e Chimica sono business ciclici, i cui risultati dipendono dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dei relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle.

Da alcuni anni il business raffinazione evidenzia una performance in continuo deterioramento a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria europea, in particolare del bacino del Mediterraneo, in relazione all'overcapacity, a mercati regionali maturi in termini di dinamiche nei consumi di carburanti e alla pressione competitiva da parte della raffinazione del Medio Oriente e della Cina favorita rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive e minori obbligazioni ambientali. Gli eventi connessi al COVID-19 hanno accelerato la crisi della raffinazione europea a causa della contrazione dei consumi di carburanti per autotrazione, che anche post recupero COVID saranno impattati dalla penetrazione degli EV, nonché del ritardo della ripresa del settore del trasporto aereo (passeggeri internazionali) che ha penalizzato il mercato dei distillati medi. Questi fattori hanno frenato la dinamica dei prezzi dei prodotti in relazione al sensibile recupero del costo della carica petrolifera e, in particolare nell'ultima parte dell'anno, all'escalation dei costi energetici indicizzati alle quotazioni del gas naturale, determinando margini di raffinazione negativi nel

corso dell'intero 2021, che si caratterizza come uno dei peggiori scenari della storia (media 2021 del margine indicatore SERM pari a -0,9 \$/barile vs. +1,7 \$/barile nel 2020). Inoltre, la performance dell'attività di raffinazione tradizionale è stata penalizzata dal rilevante aumento degli oneri per l'acquisto di emission allowance per la CO<sub>2</sub> prodotta non coperta dalle assegnazioni gratuite. Nel 2021 il prezzo dell'European Union Allowance (EUA) ha registrato un sostanziale aumento, consolidandosi su una media di 53,4 €/ton (vs. 24,7 €/ton nel 2020). Il trend rialzista è stato trainato da diversi fattori. La ripresa dell'attività industriale ha contribuito all'aumento della richiesta di permessi EUA, anche a causa dell'incremento dei consumi di carbone, tornato competitivo in rapporto al rilevante incremento dei prezzi del gas. Inoltre, la riduzione dei volumi d'asta e le proposte di riforma dell'ETS contenute nel documento "Fit for 55" hanno amplificato l'andamento rialzista dei prezzi EUA attirando anche investitori finanziari. Nell'ultimo trimestre del 2021, l'andamento rialzista ha registrato un'ulteriore accelerazione (+20%, +11,4 €/ton vs. Q3), dovuta a fattori tecnici (pausa aste), una minor produzione da eolico rispetto alle previsioni e dal fermo temporaneo di alcune centrali nucleari francesi. Nei primi mesi del 2022 i costi delle EUA hanno continuato a crescere superando i 90 €/ton.

Sulla base di questi trend, il management ha rivisto al ribasso le proiezioni dei margini di raffinazione nel breve-medio termine, mentre sono state riviste al rialzo le previsioni di costo per le emissioni di CO<sub>2</sub> con la conseguente revisione negativa dei flussi di cassa futuri associati all'uso delle raffinerie e la rilevazione di svalutazioni di impianti per circa €0,9 miliardi che si aggiungono ai circa €1,8 miliardi rilevati nel precedente biennio, con questo azzerando sostanzialmente il valore di libro delle raffinerie europee. Il business della Chimica Eni è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità e pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (i produttori mediorientali integrati o i produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker, più conveniente della nafta) e maggiore diversificazione geografica; questi fattori sono maggiormente evidenti durante le fasi di minore crescita economica, come accaduto durante la recessione del 2020 dovuta al COVID-19. Nel primo semestre 2021 il settore Chimico di Eni ha beneficiato della fase di ripresa dell'economia mondiale e di fattori contingenti che hanno influito sulla disponibilità di prodotto, registrando margini superiori alla media storica con punte record per il polietilene. Nella seconda parte dell'anno i margini dei prodotti si sono progressivamente normalizzati per effetto di un migliore bilanciamento tra domanda e offerta e dell'accelerazione dei costi della carica petrolifera e delle utilities industriali indicizzate al costo del gas.

Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocar-

V. Caluso

m

V. Caluso

burì, a beneficio dei business dei biocarburanti e della chimica da fonte rinnovabile e da riciclo, nonché aumentando la specializzazione verso polimeri a elevato valore aggiunto, caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

**Fenomeni di volatilità senza precedenti nel mercato energetico europeo con incrementi dei prezzi delle commodity, soprattutto gas ed elettricità, hanno comportato un sensibile incremento del rischio finanziario per Eni.**

Nel corso del quarto trimestre 2021 il rafforzamento della ripresa economica globale ha determinato un incremento della domanda energetica sincrono in tutte le aree, con l'offerta in particolare di gas che ha incontrato difficoltà nel rispondere in maniera adeguata a causa della riduzione dei capex da parte degli operatori upstream, determinando un mercato energetico corto. La situazione di imbalance è stata particolarmente problematica in Europa a causa di fattori specifici dell'area dovuti alla sottoperformance delle rinnovabili, livelli di stoccaggi di gas al picco della stagione d'iniezione sensibilmente inferiori alle medie storiche per tale periodo dell'anno, le incertezze sulla stabilità dei flussi di importazione dalla Russia che ha rispettato i vincoli minimi di prelievo dei contratti long-term limitando al minimo le forniture spot, il declino delle produzioni continentali anche in relazione agli obiettivi ambientali dell'Unione, nonché la complessa vicenda regolatoria per l'avvio della dorsale di importazione dalla Russia Nord Stream linea 2. Tali driver hanno innescato una fase di volatilità senza precedenti nei mercati di trading del gas e dell'energia elettrica del continente con i prezzi delle commodity che hanno registrato incrementi dell'ordine di parecchie centinaia di punti percentuali (media TTF quarto trimestre 2021 pari a sei volte il quarto trimestre 2020, prezzo wholesale dell'energia elettrica in Italia PUN un incremento di quasi cinque volte).

Tali incrementi dei prezzi hanno comportato delle tensioni finanziarie per i player che, come Eni, utilizzano i contratti di vendita delle commodity per consegna futura e altri strumenti finanziari derivati su commodity per coprire i margini delle vendite o anche per attività speculative per via del requisito dei pagamenti al margine (margining payments). Le controparti finanziarie dei derivati e i mercati wholesale ed exchange-based delle commodity energetiche prevedono tipicamente la costituzione da parte dei trader di depositi a garanzia delle posizioni aperte quando queste diventano negative o nel caso di vendite a futuri delle disponibilità di commodity (da produzione o da contratto long-term) a garanzia della consegna al buyer in evento di default. Questi depositi il cui ammontare è funzione del livello generale dei prezzi hanno natura temporanea e sono restituiti al settlement dell'operazione principale. Nel caso di rialzo dei prezzi spot e della curva forward, le vendite a futuri a prezzo fisso e le posizioni short diventano negative facendo scattare la richiesta da parte della controparte finanziaria o del gestore della piattaforma di scambio nei confronti dei trader di integrare il deposito a garanzia (margin call). In condizioni normali di mercato, tale operatività non comporta rischi particolari. Tuttavia, nel quadro delle condi-

zioni di mercato senza precedenti occorse nel mese di dicembre 2021, Eni ha dovuto gestire lo spike di volatilità ed adempiere gli obblighi connessi all'assolvimento delle margin call che hanno registrato aumenti molto rilevanti in proporzione al significativo aumento nominale delle esposizioni. Il Gruppo ha tirato circa €2,2 miliardi dalle linee di credito committed per superare la fase critica del mercato, rimborsandole nei giorni successivi a fronte del rientro dei picchi di volatilità. Nel complesso non sono state registrate tensioni particolari considerato anche che nell'ultima settimana dell'anno i prezzi hanno registrato un'importante correzione al ribasso. Inoltre tale rischio è compensato dall'incremento di valore degli asset di Gruppo in relazione all'aumento dei prezzi. Per il 2022 sono possibili nuovamente fenomeni di forte volatilità che il Gruppo gestirà eventualmente con la flessibilità finanziaria disponibile.

Tra fine febbraio-inizio marzo 2022 l'escalation militare tra Russia e Ucraina e il timore di interruzioni nelle forniture di gas dalla Russia hanno innescato una nuova fase di volatilità estrema nei mercati delle commodity, con il significativo aumento delle obbligazioni di marginazione e garanzia del settlement dei derivati.

L'aumento del prezzo del gas ha determinato inoltre un aumento del rischio controparte in funzione dell'espansione del valore dei crediti commerciali outstanding nei confronti dei clienti GGP. Questo ha comportato sia un incremento del fondo svalutazione crediti dovuta all'effetto leva sia la necessità di rivedere le rischiosità di alcune posizioni per scontare l'effetto congiunturale di mercato in un quadro di accresciuto rischio sistemico che ha visto il default in Europa di vari operatori retail che non sono stati in grado di gestire la volatilità dei prezzi, mentre sul lato dei clienti industriali si registrano numerosi casi di fermate anche indefinite delle produzioni manifatturiere a causa degli elevati costi dell'energia.

## RISCHI CONNESSI AL CONFLITTO RUSSIA-UCRAINA

Si rinvia al paragrafo Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina nella sezione Commento ai risultati economico-finanziari a pag. 96.

## RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2021, circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Medio Oriente e Asia Centrale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, nazionalizzazioni, espropri, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei

85001/446

135

Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi statali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi. Ulteriore elemento di rischio è rappresentato dal sistema delle sanzioni applicate dagli USA e in certi casi dall'UE nei confronti di certi Paesi che potrebbero compromettere la capacità di Eni di continuare a operare o di operare in modo economico.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; e (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

L'outlook finanziario di alcuni Paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento a causa della crisi economica dovuta al COVID-19 e alla contrazione delle entrate petrolifere, con tempi di ripresa ancora incerti e possibili ricadute sul grado di solvibilità delle compagnie petrolifere di Stato e di operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve. Attualmente i Paesi di presenza Eni con un maggiore profilo di rischio geopolitico o controparte sono Venezuela, Nigeria e Libia. Allo stato attuale, non è possibile escludere che l'eventuale inasprimento delle sanzioni economiche e finanziarie contro la Russia possa avere impatti sulle attività di Eni anche con controparti russe.

Il Venezuela sta attraversando una crisi strutturale economica e finanziaria a causa della contrazione delle entrate del settore petrolifero, principale fonte di reddito del Paese, riconducibile in larga misura agli effetti delle sanzioni USA, le quali hanno di fatto precluso al settore petrolifero venezuelano l'accesso ai finanziamenti necessari per sviluppare le riserve, determinando la caduta dei livelli produttivi. Tale situazione di debolezza è stata esacerbata dagli impatti del COVID-19 e dal progressivo inasprimento delle sanzioni USA. Le restrizioni economiche e finanziarie degli USA hanno come target principale il settore oil del Paese, la società petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") e più in generale il Governo venezuelano e le società da esso possedute. Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti di Eni, che sono concentrati in tre grandi progetti: il giaci-

mento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, il campo ad olio pesante onshore Junín 5, operato dall'omonima società Petrojunin, e il campo ad olio offshore Corocoro, operato dalla società Petrosucre, i cui azionisti sono la società di Stato PDVSA ed Eni, per entrambe in regime di "Empresa Mixta". I tre progetti sono stati oggetto di svalutazioni in esercizi passati con la riclassifica di importanti volumi di riserve alla categoria "probabile" in funzione delle ridotte prospettive di producibilità. Correntemente i crediti outstanding di Eni nei confronti di PDVSA nelle tre iniziative petrolifere ammontano a circa €1,3 miliardi (a fine 2021), relativi principalmente ai crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla e al finanziamento del progetto. A causa del regime sanzionatorio USA, nel 2021 Eni ha dovuto cessare ogni transazione per l'ottenimento di rimborsi in-kind sia dei crediti outstanding sia di quelli derivanti dal fatturato del periodo. Eni continua a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e a valutare diverse opzioni per sbloccare i pagamenti degli ammontari dovuti nel pieno rispetto delle regole vigenti.

La Nigeria sta uscendo lentamente dalla grave crisi finanziaria ed economica conseguente alla pandemia. Le principali esposizioni del Gruppo e i relativi rischi controparte riguardano il finanziamento dei progetti Oil & Gas operati, dove Eni sostiene upfront tutti i costi di sviluppo e addebita alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali la quota di costi di loro competenza. Sia NNPC sia i partner locali hanno incontrato difficoltà nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti, determinando l'aumento dell'esposizione finanziaria di Eni. L'esposizione nei confronti di NNPC ha registrato una normalizzazione nel corso del 2021; mentre il recupero dei crediti outstanding nei confronti di un partner locale è diventato più rischioso anche a causa di contestazioni del credito Eni. Inoltre, come anticipato nella premessa, la tutela dei diritti contrattuali delle compagnie petrolifere internazionali è soggetto a sistemi di enforcement meno certi rispetto ai Paesi OCSE.

Nel maggio 2021 è scaduto il titolo minerario nigeriano OPL 245 relativo all'esplorazione del blocco offshore omonimo, per il quale Eni aveva chiesto la conversione in licenza di sviluppo nel pieno convincimento di aver rispettato tutti i termini contrattuali, le condizioni e i requisiti per tale conversione, compresa la tempestiva notifica alla controparte. Finora le autorità nigeriane competenti non hanno accordato la conversione. A tutela del proprio diritto e della recuperabilità dell'investimento, Eni ha avviato nel settembre 2020 un arbitrato internazionale in sede ICSID.

È possibile che in futuro il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro economico-finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.

La Libia uno dei principali Paesi di presenza Eni in termini di volumi produttivi e contributo ai risultati consolidati ha attraversato un lungo periodo di instabilità politico-sociale e di tensioni interne conseguenti alla rivoluzione armata del 2011 e al cambio del regime di allora. Gli eventi del 2011 che determinarono il blocco quasi

R. Calvosa

m

V. C.



8599 1/1007

totale di tutte le attività Eni nel Paese per quasi un anno, ebbero ricadute rilevanti sui risultati di allora. Negli anni successivi, la situazione di continua instabilità sociale e politica, sfociata a più riprese in atti di ostilità tra le fazioni contrapposte, ha compromesso in diverse circostanze la regolarità e la sicurezza delle operazioni di Eni nel Paese. Da settembre 2020 la situazione è migliorata grazie a un accordo di pacificazione nel Paese che ha consentito la ripresa di tutte le attività operative fatta eccezione per gli impegni esplorativi sui quali persiste lo stato di Forza Maggiore. Questa nuova fase di stabilizzazione ha caratterizzato buona parte del 2021 anche grazie alla formazione di un nuovo Governo di Unità Nazionale con l'obiettivo di portare il Paese ad elezioni entro la fine del 2021. Purtroppo il processo elettorale è stato rimandato a data da definire, riportando oggi il Paese in una situazione di incertezza politica e sociale. Nel 2021 la produzione Eni in Libia è stata di 168.5mila boe/giorno in linea con i piani aziendali, nonostante la società di Stato abbia dichiarato dallo scorso dicembre 2021 la sospensione temporanea di produzione, in diversi campi nell'onshore per cause di forza maggiore e tuttora in vigore. La società di Stato libica ha espresso l'intenzione di rilanciare il settore petrolifero anche con nuovi sviluppi che potrebbe aprire opportunità per Eni. Ciò nonostante la situazione rimane mutevole e di difficile previsione nel medio termine a meno di sostanziali sviluppi politici stabilizzanti. Per cui il management ritiene che la situazione geopolitica libica continua a costituire per Eni un fattore di rischio. Attualmente la Libia rappresenta circa il 10% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come quelle causate da conflitti interni, attentati, atti di guerra, tensioni sociali e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2022-2025 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia, tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 68 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il

rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

## RISCHIO SANZIONI

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli adottati dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti d'America e, in particolare, ad oggi, quelli relativi a Venezuela e Russia. Con riferimento al Venezuela, nella parte finale del 2020, l'amministrazione statunitense uscente ha intensificato la pressione nei confronti del governo Maduro, restringendo ulteriormente le operazioni effettuabili da soggetti statunitensi e non, nel settore petrolifero del Paese e/o con società controllate direttamente o indirettamente dal Governo. Ciò ha comportato un rallentamento nelle esportazioni di greggio dal Venezuela, anche nell'ambito degli schemi swap utilizzati per la compensazione in natura dei crediti commerciali accumulati nei confronti di PDVSA.

Per quanto concerne la Russia, a seguito dell'invasione dell'Ucraina nel febbraio 2022, Unione Europea, Regno Unito e Stati Uniti hanno adottato nuove sanzioni economiche e finanziarie, particolarmente severe, nei confronti del Paese, che si aggiungono a quelle già in vigore a partire dal 2014.

Le nuove restrizioni sono volte a colpire, principalmente, il settore finanziario russo e la possibilità di accesso al credito statunitense ed europeo di alcune importanti società russe attive nel settore Oil & Gas. Ad oggi le sanzioni non colpiscono direttamente l'acquisto di gas, greggio e prodotti petroliferi di origine russa o la possibilità di mantenere relazioni di business con controparti russe, ma non possono escludersi prossimi inasprimenti. L'attuale presenza di Eni in Russia è marginale e i progetti nell'upstream russo si trovano in stato di sospensione – anche a seguito dell'applicazione delle sanzioni già vigenti prima della recente crisi. Gran parte del gas acquistato da Eni proviene dalla Russia ed Eni collabora con controparti russe in diversi progetti upstream nel mondo.

Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio, per adattare su base continuativa le proprie attività alle restrizioni di volta in volta applicabili.

## RISCHIO CLIMATE CHANGE

La transizione energetica è il processo di evoluzione dell'economia verso un modello di sviluppo "low carbon", cioè a contenute/zero emissioni nette di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) attraverso la progressiva sostituzione e phase-out dei combustibili fossili nel mix energetico per mezzo delle fonti rinnovabili. Esso rappresenta un rischio strategico per il core business delle società Oil & Gas.

Nel dicembre 2015, in occasione della COP21 di Parigi, 197 nazioni di tutto il mondo (inclusa l'Unione Europea) hanno negoziato l'Accordo di Parigi (AP), che definisce un piano d'azione globale contro i cambiamenti climatici con l'obiettivo di contenere l'aumento medio della temperatura terrestre a fine secolo ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di fare quanto possibile per raggiungere l'obiettivo più ambizioso di limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5°C. L'AP, che Eni riconosce e sostiene, è entrato in vigore nel novembre 2016 e ad oggi è stato ratificato da 193 Parti afferenti alla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) su un totale di 197. Nel corso della recente COP26 di Glasgow è stato rilevato che gli impegni di mitigazione delle Parti definiti nei rispettivi piani nazionali di mitigazione e adattamento (NDC) appaiono non in linea con gli obiettivi dell'AP. Per tale motivo, la COP26 ha invitato le Parti a rivedere e ad allineare i target 2030 previsti negli NDC agli obiettivi dell'AP entro il 2022, tenendo conto delle specificità nazionali. In ambito mitigazione, la COP26 ha riconosciuto l'importanza di limitare l'incremento della temperatura a 1,5°C rispetto all'epoca preindustriale, ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> del 45% al 2030 vs. 2010 raggiungendo il net zero "intorno alla metà del secolo" e ridurre in modo sostanziale le emissioni GHG diverse dalla CO<sub>2</sub>, ed in particolare il metano. Inoltre, le Parti sono state esortate a ridurre progressivamente la generazione elettrica a carbone "unabated" e a eliminare i sussidi inefficienti alle fonti fossili. In ambito cooperazione internazionale, la COP26 ha definito e approvato le linee guida necessarie a rendere operativo il mercato internazionale dei crediti di carbonio.

Il fondamento scientifico del cambiamento climatico è definito dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), che già nel 2018 aveva raccomandato di limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5°C vs. epoca preindustriale, al fine di evitare conseguenze irreversibili sull'ecosistema, riconoscendo che tale ambizione richiede un'accelerazione nei tempi di realizzazione e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'AP. Successivamente, nell'agosto del 2021 nell'ambito del sesto ciclo di valutazione sullo stato del clima globale previsto terminare nel corso del 2022, l'IPCC ha diffuso i risultati dello studio svolto dal primo dei tre gruppi di esperti che contribuiranno all'assessment, la cui conclusione è che "unless there are immediate, rapid and large-scale reductions in greenhouse gas emissions, limiting warming to close to 1.5°C or even 2°C will be beyond reach".

Le iniziative di decarbonizzazione annunciate o avviate dai governi di molti Paesi avanzati, in particolare i Paesi dell'area OCSE, in attuazione dell'AP, la spinta della società civile e della comunità internazionale, l'evoluzione delle preferenze dei consumatori e il diffondersi di una crescente sensibilità al tema del cambiamento climatico e della salvaguardia dell'ecosistema sono tutti fattori che potrebbero determinare nel

medio-lungo termine lo spiazzamento della domanda d'idrocarburi da parte delle energie rinnovabili e di altri vettori energetici low/zero carbon. La pandemia COVID-19 del 2020 e la grave crisi economica e sociale che ne è scaturita sostengono tale processo, a fronte di misure di rilancio dell'economia da parte dei governi che includono investimenti sostenibili e in chiave low carbon. In particolare, l'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica e in attuazione del Green Deal ha istituito il fondo next generation EU che prevede il supporto a investimenti sostenibili, che contribuiranno a raggiungere il nuovo e più ambizioso obiettivo di riduzione delle emissioni fissato per il 2030 (-55% vs. 1990) e la neutralità carbonica al 2050. Inoltre, al fine di indirizzare i flussi finanziari verso progetti effettivamente sostenibili dal punto di vista ambientale, l'Unione Europea ha adottato nel 2020 un nuovo sistema di classificazione delle attività economiche in chiave sostenibile (il Regolamento Tassonomia; v. sezione dedicata nella DNF). In questo contesto, i rischi connessi al cambiamento climatico sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, relativi sia ad aspetti connessi alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali e legali) sia ad aspetti fisici (fenomeni meteorologici estremi/cronici), con un orizzonte di breve, medio e lungo termine.

Per quanto riguarda il **driver normativo**, l'adozione di provvedimenti su vasta scala finalizzati a ridurre il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni crescenti all'attività estrattiva potrebbero comportare un aumento dei costi operativi e minori prospettive di crescita con impatti di breve, medio e lungo termine.

Gli Stati possono perseguire l'obiettivo della decarbonizzazione attraverso normative volte a limitare il consumo degli idrocarburi, quali il carbon pricing (carbon tax e emissions trading) o quote minime di combustibili rinnovabili/low carbon. Tali regolamentazioni potrebbero ridurre significativamente la domanda petrolifera e incrementare i costi operativi delle compagnie oil&gas. Attualmente circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono soggette all'European Emission Trading System (EU ETS) che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di quote di emissione sul mercato primario o secondario e il loro utilizzo a copertura delle emissioni verificate, al netto dell'eventuale assegnazione gratuita di permessi di emissione. Nel 2021, su base operata, a fronte di assegnazioni gratuite di 5,32 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, le installazioni europee del Gruppo hanno emesso 17,74 milioni di tonnellate; il deficit emissivo è stato coperto con acquisti di allowances principalmente nel mercato secondario con un onere di conto economico di circa €660 milioni che rappresenta un significativo aumento rispetto al 2020 a cau-

Valutate

un

RA

sa dell'aumento delle quotazioni di mercato delle emission allowance (più che raddoppiate) dovuto sia alla ripresa economica, sia alle aspettative di minori assegnazioni gratuite in futuro da parte delle Autorità europee in vista del conseguimento degli obiettivi climatici del Green Deal europeo. In alcuni contesti geografici specifici, il Gruppo è soggetto a meccanismi di carbon tax addizionali rispetto all'EU ETS (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa, anche alla luce del nuovo "Fit for 55 package", pubblicato il 14 luglio 2021, che prevede, tra gli altri, un'ulteriore riduzione dell'allocation gratuita di quote di emissione e l'inclusione nell'EU ETS anche dei settori building, trasporti su strada, settore marittimo, con entrata in vigore a regime a partire dal 2026. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la Compagnia prevede di ottenere dal miglioramento dell'efficienza operativa dei propri asset industriali, dai progetti di azzeramento del flaring gas da processo e dal piano di riduzione delle emissioni fuggitive di metano, in linea con i target di riduzione delle emissioni comunicati al mercato. Ulteriori benefici deriveranno dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel piano di medio-lungo termine Eni, che ha l'obiettivo di costruire un portafoglio di business più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni.

Infine, la progressiva riduzione del consumo di fonti fossili, nel medio-lungo termine potrà anche essere guidata dalla nuova tassonomia europea, che favorirà gli investimenti sostenibili basati su tecnologie o combustibili low/zero carbon.

Le compagnie Oil & Gas sono esposte a rischi crescenti di tipo **reputazionale e legale** in relazione alla percezione da parte delle istituzioni e della società civile quali entità primarie responsabili delle emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera.

I piani di sviluppo ed operativi, la capital allocation e le strategie aziendali delle società Oil & Gas sono sottoposti a uno scrutinio sempre più rigoroso e a una pressione crescente da parte della società civile e di vari gruppi di stakeholder che spingono per una più rapida evoluzione del modello di business dei player del settore in coerenza con il percorso di decarbonizzazione intrapreso dalla società civile, in particolare in Europa e negli Stati Uniti d'America. In questo quadro si inseriscono gli sviluppi rilevanti occorsi nel mese di maggio 2021 nei confronti di tre grandi corporation internazionali dell'Oil & Gas. Una corte civile dei Paesi Bassi accogliendo le istanze di ricorrenti organizzazioni ambientaliste ha intimato alla Royal Dutch Shell di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (comprese quelle derivanti dall'uso dei prodotti – Scope 3) del 45% rispetto al livello 2019 entro il 2030, argomentando la sentenza sulla base di principi internazionali a tutela dei diritti umani e della legge non scritta del dovere di curare la riduzione delle emissioni (duty of care). Negli stessi giorni, le statunitensi ExxonMobil e Chevron hanno dovuto fare

i conti con lo "shareholder activism" che in un caso ha ottenuto attraverso un'efficace "proxy fight" la nomina di alcuni membri del consiglio con orientamenti fortemente ambientalisti, nell'altro l'approvazione di una risoluzione assembleare che, per quanto non vincolante, richiede una significativa riduzione delle emissioni sia dirette sia quelle connesse al consumo dei prodotti.

Questi eventi dimostrano come le istituzioni e gli stakeholder stiano mettendo in discussione la licenza sociale ad operare delle società petrolifere occidentali percepite poco virtuose o restie ad adattare il proprio modello di business e i processi di capital allocation allo scenario di decarbonizzazione, creando nuovi profili di rischio per gli operatori, soprattutto in campo legale. Il verdetto della corte olandese contro la Shell potrebbe aprire la strada all'avvio di cause simili nei confronti delle società Oil & Gas in altre giurisdizioni ampliando potenzialmente l'ambito delle responsabilità connesse alle emissioni di gas serra includendo nuove violazioni o fattispecie di reato (i diritti umani, l'ecocidio). Questi rischi si aggiungono a quelli più tradizionali quali per esempio le azioni pendenti presso diversi tribunali, in particolare presso le corti statunitensi in alcuni dei quali Eni è parte, finalizzate all'ottenimento del risarcimento dei danni economici e perdita di reddito potenzialmente riconducibili al cambiamento climatico.

Banche, finanziatori, società di assicurazioni e fondi d'investimento utilizzano in via sistematica gli indicatori di performance ESG delle compagnie come uno dei parametri fondamentali per le decisioni d'investimento/finanziamento. Molte istituzioni finanziarie stanno adottando target "net zero" nella composizione dei propri portafogli.

Nel corso della COP26 di Glasgow, circa 450 istituzioni finanziarie, principalmente banche e fondi pensione, appartenenti a 45 nazioni con asset in gestione stimati a circa 130 trilioni USD hanno annunciato l'impegno di limitare le emissioni di GHG nei loro portafogli. Tale impegno finanziario noto come "The Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ)" significa che le istituzioni firmatarie si pongono l'obiettivo di avere attivi, partecipazioni o finanziamenti in aziende con strategie di azzeramento delle emissioni. Recentemente, un importante fondo pensione europeo ha annunciato l'intenzione di disinvestire completamente dal settore fossile.

Queste iniziative del sistema finanziario e delle società di gestione del risparmio dimostrano il rischio emergente di un possibile, progressivo disimpegno dei prestatori di capitale dal settore Oil & Gas dovuto alla necessità degli asset manager e delle banche di dare seguito al mandato ESG e di conseguire gli obiettivi emissivi veicolando le risorse finanziarie verso settori economici/aziende allineate agli obiettivi di Parigi. Questo potrebbe comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e una crescente pressione sui titoli delle società Oil & Gas, con conseguente aumento dei costi

di finanziamento e del rischio equity. Anche le società di assicurazione stanno adottando target emissivi nell'articolazione dei portafogli e questo potrebbe comportare un aumento dei premi o una sensibile diminuzione dell'offerta. Sulla base di queste considerazioni, alcune società di rating hanno valutato di eseguire un "downgrading" del settore Oil & Gas citando i rischi della transizione energetica, l'accelerazione del timing della "peak hydrocarbons demand" e la crescente adozione del mandato ESG nelle decisioni d'investimento di fondi e istituzioni finanziarie.

Il **driver mercato/tecnologico** è il rischio di spiazzamento della domanda d'idrocarburi nel lungo termine per effetto di politiche macroeconomiche, restrizioni di vario tipo e misure d'intervento nell'economia adottate dagli Stati per favorire le energie rinnovabili e l'elettrificazione della società, dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori, nonché del cambiamento del modello di business di molti settori industriali con l'obiettivo di ridurre le emissioni e di conseguire la neutralità carbonica. L'industria automobilistica sta emergendo come uno dei protagonisti della transizione energetica avendo spostato il proprio focus sullo sviluppo delle auto elettriche (EV) e sulla riduzione del gap di costo, prestazioni ed efficienza rispetto ai veicoli con motore a combustione interna (ICE), in quello che si preannuncia come uno dei più importanti processi di riconversione industriale del secolo. Il segmento degli EV sta attirando ingenti investimenti non solo da parte degli incumbent del settore automobilistico, ma anche da parte del venture capital come evidenzia la nascita di numerose start-up in particolare nel mercato cinese che propongono prodotti assolutamente innovativi e continue innovazioni nelle batterie. Diversi maggiori player del settore auto tradizionale hanno annunciato delle timeline di uscita dal segmento ICE, quali ad esempio GM che dal 2035 venderà solo veicoli a zero emissioni. Anche alcuni Stati e amministrazioni locali hanno annunciato delle deadline di cessazione della vendita di nuovi veicoli con motore a combustione interna, come nel caso dell'UK e della California (rispettivamente 2030 e 2035). Grazie anche al sostegno dei sussidi pubblici, le vendite di nuovi EV stanno rapidamente guadagnando quota di mercato in particolare in Europa e Cina. Da ultimo, nel corso della COP26 di Glasgow più di 100 amministrazioni statali, regionali o municipali hanno firmato la "Glasgow Declaration on Zero-Emission Cars and Vans" con l'intento di terminare la vendita di veicoli ICE entro il 2035 nei mercati leader ed entro il 2040 su base mondiale. Il progresso tecnologico potrebbe aumentare la competitività di altri vettori energetici quali l'idrogeno o i carburanti alternativi.

Questi sviluppi potrebbero determinare un declino strutturale della domanda d'idrocarburi nel lungo termine. Nonostante Eni stia attuando una strategia di riposizionamento del portafoglio che vede la progressiva riduzione del peso degli idro-

carburi a beneficio della crescita della produzione di energie rinnovabili e carburanti ecocompatibili, attualmente il business legacy della E&P costituisce ancora la principale fonte di redditività e di generazione di cassa del Gruppo. Qualora la domanda d'idrocarburi per effetto degli sviluppi di mercato/tecnologici si riduca in maniera più rapida rispetto alle nostre aspettative, ne conseguirebbero effetti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita, i risultati operativi, il cash flow e i ritorni per gli azionisti.

I **driver fisici** sono relativi a eventi atmosferici estremi e catastrofici, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata, da parte della comunità scientifica, al fenomeno del surriscaldamento globale. Eventi meteorologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. Gli asset Eni sono localizzati secondo una distribuzione geografica che non determina concentrazioni significative di rischio. Unica eccezione è rappresentata dall'area del Golfo del Messico, con gli asset esposti al rischio uragani. Gli asset Eni sono comunque progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme e gestiti con procedure di emergenza per garantire la sicurezza delle persone e dell'ambiente. Relativamente ai fenomeni più gradualmente, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

Eni sta attuando una strategia di lungo termine finalizzata a trasformare il modello di business in chiave sostenibile, in coerenza con il percorso di transizione energetica degli Stati e dell'economia. Il punto fondamentale di tale strategia è l'obiettivo di neutralità carbonica al 2050 cioè il conseguimento di zero emissioni GHG nette riferite a tutti i processi e i prodotti commercializzati dal Gruppo (emissioni GHG Scope 1, 2 e 3) in relazione all'intero ciclo di vita e l'annullamento della sottostante intensità emissiva. L'obiettivo di lungo termine è declinato in nuovi target intermedi, mirati e rigorosi riduzioni delle emissioni assolute 35% al 2030, 55% al 2035 e 80% al 2040 (vs. baseline 2018) e intensità emissiva in calo del 15% e del 50% rispettivamente al 2030 e 2040.

La strategia di Eni prevede il progressivo disimpegno dagli idrocarburi tradizionali con il mantenimento nel lungo termine della sola componente gas e un piano d'investimenti finalizzato a incrementare in misura rilevante la capacità di generazione

Valutato

sur

10



ne di energia da fonti rinnovabili, a potenziare le bioraffinerie, a migliorare l'efficienza energetica, a promuovere l'economia circolare e la produzione di idrogeno blue e verde per le bioraffinerie insieme allo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> per le emissioni hard-to-abate da siti industriali Eni e di terzi. Le emissioni residue del portafoglio Eni saranno compensate attraverso crediti generati da iniziative in ambito Natural Climate Solutions, quali la conservazione delle foreste. Inoltre, la Compagnia ha adottato nel core business Oil & Gas un modello operativo volto a ridurre il rischio di stranded asset poiché basato sulla selettività degli investimenti, su sviluppi convenzionali a ridotto time-to-market e in sinergia con le infrastrutture esistenti e sul contenimento dell'esposizione finanziaria grazie al breve periodo di pay back.

Per approfondimenti si rimanda al capitolo "Piano Strategico 2022-25" e al Paragrafo "Neutralità Carbonica nel Lungo Termine" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).

La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portafoglio di asset e di nuovi investimenti di sviluppo delle riserve di idrocarburi di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operations e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

Il management esegue con cadenza regolare il test di recuperabilità delle CGU Oil & Gas sulla base delle indicazioni del principio contabile internazionale IAS 36. Tale verifica comprende assunzioni e giudizi soggettivi su variabili molto complesse e su orizzonti temporali molto estesi, quali i prezzi futuri degli idrocarburi, l'evoluzione del contesto operativo e dei costi. Gli scenari adottati da Eni per le valutazioni di recuperabilità degli attivi si basano sull'analisi dei fondamentali economici e della domanda e dell'offerta di lungo termine che considerano i rischi associati alla transizione energetica e sono oggetto di costante benchmark con le migliori stime disponibili sul mercato. Nonostante tali considerazioni, le stime dei valori recuperabili delle attività non correnti mantengono un'alea di incertezza e di variabilità. Uno degli strumenti più efficaci per valutarne la ragionevolezza è l'analisi di sensitività dei risultati a scenari alternativi come raccomandato dalla TCFD.

In tale ambito, la resilienza del portafoglio è stata valutata sulla base dello scenario IEA SDS edizione WEO 2021, che è considerato lo scenario più accreditato per il conseguimento dei Sustainable Development Goals dell'ONU più direttamente correlati all'energia: contrasto al cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, accesso universale all'energia entro il 2030 e riduzione dell'impatto dell'inquinamento. Per raggiungere tali obiettivi, lo scenario SDS proietta l'attuazione di misure di decarbonizzazione ad ampio raggio in sei settori chiave: elettricità, trasporti, industria, edifici, carbu-

ranti e nuove tecnologie. Sulla base di tali misure, lo scenario SDS stima il conseguimento del target di zero emissioni nette di CO<sub>2</sub> al 2070, che assicurerebbe il raggiungimento dell'obiettivo di contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto del limite dei 2°C in linea con gli obiettivi di Parigi con la possibilità di limitare l'incremento a non più di 1,5°C al 2100 qualora nella seconda metà del secolo siano adottate su larga scala tecnologie per le emissioni negative cioè di sottrazione di CO<sub>2</sub> dall'atmosfera. Assumendo il recupero del prodotto interno lordo mondiale ai livelli pre-pandemici dopo il 2022 e un modello simile anche per la domanda petrolifera mondiale, quest'ultima inizia a declinare dopo il 2025 scendendo a circa 60-70 milioni di barili/giorno al 2040 con una flessione media annua del 2%, mentre la domanda di gas registra una flessione più contenuta scendendo poco al di sotto dei 4000 miliardi di metri cubi al 2040.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia, lo scenario IEA SDS prevede un prezzo di lungo termine del petrolio pari a circa 56 \$/barile al 2030 in termini reali 2020 riferito al paniere IEA (media dei prezzi d'importazione dei Paesi membri) e strutturalmente inferiore negli anni successivi, livelli considerati adeguati a stimolare gli investimenti necessari per coprire le previsioni di consumo; il prezzo del gas è previsto in leggera ripresa rispetto ai valori correnti. L'assenza di una ripresa dei prezzi degli idrocarburi è motivata dalla progressiva contrazione della domanda di combustibili fossili che rimuove la necessità di sviluppare risorse più costose. Lo scenario SDS degli idrocarburi assume una curva prezzo sostanzialmente allineata a quella Eni. Il prezzo della CO<sub>2</sub> registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon e in termini reali al 2050 arriva fino a 200 \$/t per le advanced economies (poco sotto tale soglia per le developing economies), attestandosi nel medio lungo termine su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il 18 maggio 2021 l'International Energy Agency (IEA) ha presentato il Net Zero 2050, una roadmap per il conseguimento dell'obiettivo di zero emissioni nette del sistema energetico entro il 2050, e che rappresenta uno dei possibili percorsi per raggiungere la neutralità carbonica al 2050. Le principali assunzioni del Net Zero 2050 dello IEA sono lo stop immediato a nuovi progetti Oil & Gas, la riduzione del 75% della domanda di olio al 2050 (24 milioni di barili/giorno dai circa 100 milioni di barili/giorno correnti) e una previsione di prezzo del greggio di 36 \$/barile al 2030 e 24 \$/barile al 2050, in moneta corrente. Tale percorso si fonda su alcune assunzioni di decarbonizzazione come l'elettrificazione, l'efficienza e un cambiamento radicale da parte dei consumatori, richiedendo un cambio immediato del paradigma energetico e il sostegno dei Governi, in particolare dei Paesi OCSE tenendo conto che lo sforzo maggiore sarebbe a carico dei Paesi con livelli di consumo energetico pro capite più elevati.

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G vs. Valori di libro eccedenza %		Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2020		
	Costi CO <sub>2</sub> deducibili	Costi CO <sub>2</sub> non deducibili	Prezzo Brent	Prezzo gas europeo	Costo CO <sub>2</sub>
Scenario Eni	~90%	-	46 \$/bbl	6,2 \$/mmBTU	proiezioni costi CO <sub>2</sub> EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario IEA SDS WEO 2021	76%	75%	50 \$/bbl	4,5 \$/mmBTU	200-95 per tonnellata di CO <sub>2</sub> *
Scenario IEA NZE 2050	35%	32%	24 \$/bbl	3,6 \$/mmBTU	250-55 per tonnellata di CO <sub>2</sub> *

(\*) Prezzo differenziato a seconda di economia classificata come "avanzata" o "emergente". Ulteriori informazioni metodologiche nelle note al bilancio consolidato.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività, la tenuta del valore di libro del complesso delle CGU del settore E&P, adottando entrambi gli scenari IEA (SDS del WEO 2021 e NZE 2050). Di seguito gli esiti della sensitivity analysis.

La recuperabilità dei valori di bilancio delle CGU Oil & Gas è sostenuta dal contenuto prezzo di pareggio delle riserve utilizzate nella valutazione (certe più parte delle unproved) stimato nell'intorno dei 20 \$/bl.

Adottando il drastico scenario NZE2050, sensibilmente diverso rispetto agli scenari Eni e a quelli IEA SDS WEO 2021 e senza operare revisioni nei profili dei costi o riprogrammazione/priorizzazione delle attività di sviluppo e di produzione, si determina un headroom, cioè l'eccedenza del complessivo valore d'uso rispetto al corrispondente valore di bilancio delle CGU E&P, consistente e in eccesso di oltre il 30% rispetto ai dati di bilancio.

Adottando lo scenario Eni, ne risulta che l'89% del valore e il 78% dei volumi delle riserve certe e di parte di quelle non certe potrebbero essere realizzati entro il 2035.

## RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali comportano elevati investimenti con tempi di "pay back" medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario e a rischi operativi di varia natura in funzione delle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas e dell'instabilità degli idrocarburi.

### ➤ Rischi economici

Il rischio minerario è l'incertezza dell'attività esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi non economiche; mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sotto-performance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve di idrocarburi convenzionali sono investimenti di medio-lungo termine, esposti al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di costi superiori a quelli pianificati, possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità del prezzo degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto a quelli sulla

cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID). Inoltre, numerosi rischi di execution possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato.

I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle licenze. L'insuccesso nell'ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni con nuove riserve scoperte o "better performance" dei giacimenti potrebbero avere impatti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita del Gruppo, sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dei progetti E&P, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti, l'esposizione finanziaria durante la fase realizzativa e il differimento temporale dei cash flow positivi. Ogni ritardo nell'ottenimento del first oil o first gas comporta un peggioramento della redditività dei progetti. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta normalmente un insieme complesso di attività con lunghi tempi di esecuzione: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, talora il project financing, l'ingegneria di front-end, le gare per l'assegnazione dei contratti, e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities. Durante la fase realizzativa, la Compagnia è esposta finanziariamente a causa del differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dalla prima produzione consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, difficoltà finanziarie della First Party o altri eventi simili possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. Le eventuali complessità dell'am-

Alcaluso

am

am

biente circostante (condizioni meteorologiche avverse, temperature, offshore profondo e ultra-profondo, tutele dell'ecosistema, ecc.) sono un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti. Per il 2022 sono prevedibili, causa effetti sulle filiere produttive della pandemia COVID, strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica nonché incrementi del costo dei fattori produttivi per materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input. Alcuni progetti in portafoglio hanno registrato ritardi nell'esecuzione a causa del rallentamento delle attività presso importanti cantieri navali (es. Singapore) per effetto delle misure anti COVID-19. Per quanto riguarda il contenimento della pressione inflazionistica, i progetti per i quali sono stati già assegnati i contratti sono esposti a minori rischi di aumenti di costo, mentre per i progetti in fase di commitment la Società adotterà opportune strategie di approvvigionamento per limitare gli incrementi di costo (ad es. master agreement per massimizzare le economie di volume, indicizzazione degli acquisti a indici pubblici per beneficiare di eventuali inversioni di tendenza nei prezzi delle materie, miglioramento dei meccanismi competitivi delle gare, etc...). Inoltre per alcuni tipi di servizi (esempio il noleggio di rig) sono prevedibili minori cost escalation in considerazione del fatto che la ripresa del ciclo degli investimenti upstream, a differenza di altri cicli è molto livellata, con questo comportando un eccesso di offerta del settore dei servizi all'industry.

L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative, ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di ottimizzazione dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la strategia esplorativa di prossimità "infrastructure-driven" ("ILX") con la scoperta di riserve prossime a centri di produzione/FPSO esistenti o di prossima entrata in esercizio che consentono un avvio delle nuove produzioni rapido e a costi contenuti, la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la realizzazione per fasi dei progetti di sviluppo, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate).

#### ► Rischi operativi

A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.), delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità) e della tipologia di operazioni necessarie all'estrazione ed al trattamento dei prodotti, l'attività upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà. Incidenti quali "blowout" di pozzi, collisioni marine o aeree, malfunzionamenti delle apparecchiature e conseguenti sversamenti di petrolio, fuo-

riuscite di gas, esplosioni e altri eventi simili potrebbero essere di entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze negative, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario determinando impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore e deep offshore a causa della maggiore complessità e difficoltà delle operazioni di contenimento e recupero degli oil spill in mare aperto, associata alla sensibilità degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico "ice-free" (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi. Nel 2021 la produzione offshore di Eni ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva (circa 70%).

Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare il rischio di blowout dei pozzi, presidiando in modo rigoroso le analisi delle caratteristiche geologiche dei giacimenti, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi a rischio, operati e non operati, a elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blowout, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure di controllo e monitoraggio, inclusi la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione del personale. Il rischio blowout dei pozzi è anche in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operate e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare, Eni prevede un'incidenza massima del 24% di pozzi complessi caratterizzati da un maggiore rischio relativo sul totale di quelli in programma previsti a piano.

Per la prevenzione degli incidenti agli asset produttivi, le attività in essere sono relative all'implementazione di sistemi di gestione ed il mantenimento di elevati standard di Asset Integrity, l'implementazione di algoritmi predittivi di eventi incidentali (pre-sense), l'incremento di efficacia della supervisione di linea e di HSE, il rafforzamento del Contract Risk Management (pre/post awarding) ed un approccio sinergico con le First Party per il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle JV cooperate.

La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi.

#### Incertezze nelle stime delle riserve Oil & Gas

L'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai tempi di sostenimento dei costi di sviluppo futuri dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

- ▶ la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;
- ▶ le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo;
- ▶ modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;
- ▶ l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti Eni successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso;
- ▶ le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe di Eni, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della Società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e pertanto influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte.

## RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline, gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria causati anche nelle day-

to-day operations potrebbero comportare modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose od obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti o di incorrere in passività ambientali che potrebbero avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da pri-

Realizzato

7

10



vati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

## EVOLUZIONE DELLA REGOLAMENTAZIONE AMBIENTALE

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

Negli ultimi anni, a fronte del crescente degrado dello stato di salute del pianeta, la protezione dell'ambiente è divenuta un'esigenza sempre più sentita dalla comunità internazionale, la quale ha progressivamente riconosciuto il valore dell'ambiente naturale, preoccupandosi di legiferare per garantirne la salvaguardia ed arginarne il deterioramento. Da qualche anno invece l'evoluzione della normativa ambientale si è ampliata fino ad includere la prevenzione e riduzione di impatti irreversibili. Le attività Eni di produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche, sono soggette al rispetto di un numeroso e complesso

corpus normativo, che riguarda in particolar modo: le emissioni in atmosfera, lo sfruttamento del suolo e dell'acqua, la gestione dei rifiuti e i prodotti petroliferi in generale.

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.). In particolare, il Decreto Ministeriale italiano del 15 febbraio 2019 «Linee guida nazionali per la dismissione delle piattaforme offshore» fornisce, agli operatori ed alle amministrazioni competenti, una guida sulle procedure da seguire per la dismissione delle piattaforme offshore e delle infrastrutture connesse.

A livello europeo, il legislatore sta aggiornando e promuovendo diversi strumenti al fine di favorire una migliore applicazione tra gli Stati Membri. Tra questi, le nuove linee guida pubblicate il 24 marzo 2021 su una omogenea interpretazione del termine "danno ambientale" ai sensi della direttiva 2004/35/UE, con l'obiettivo di fornire un'interpretazione comune della definizione chiave della disciplina, recepita in Italia con la parte VI del D.Lgs. 152/2006. Inoltre, in riferimento alla tutela penale dell'ambiente, il 15 dicembre, la Commissione ha adottato la proposta di una nuova direttiva per reprimere la criminalità ambientale, in linea con un impegno fondamentale del Green Deal europeo. La proposta intende rendere più efficace la normativa obbligando gli Stati membri ad adottare misure di diritto penale.

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente, Eni ha sempre mantenuto aggiornato ed adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

Ad ottobre 2021, il Senato ha approvato il Ddl di riforma della Costituzione e l'8 febbraio 2022, dopo l'approvazione definitiva della Camera, la tutela dell'ambiente è stata inserita tra i principi fondamentali della Costituzione. In particolare, la riforma introduce all'art. 9 la tutela dell'ambiente, la biodiversità e gli ecosistemi, anche nell'interesse delle future generazioni, mentre all'art. 41 sottolinea che l'attività economica pubblica e privata possa essere indirizzata e coordinata non solo a fini sociali, ma anche ambientali.

Dal 3 giugno 2021, sono disponibili in Italia le linee guida per la prevenzione dei danni ambientali UNI/PdR 107:2021 "Am-

biente Protetto - Linee guida per la prevenzione dei danni all'ambiente - Criteri tecnici per un'efficace gestione dei rischi ambientali". La prassi di riferimento definisce le Linee guida per un'efficace prevenzione dei danni all'ambiente in relazione ai vari scenari di rischio applicabili alle organizzazioni. Il 22 giugno 2021 la Commissione europea ha dato il via libera al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza italiano (PNRR) sbloccando i €191,5 miliardi di fondi per la ripresa e la decarbonizzazione dell'economia. All'interno del Piano, articolato in 6 missioni, vi è la missione 2 che è volta a supportare la realizzazione della transizione verde ed ecologica della società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. In questa missione che si articola in 4 componenti specifiche sono compresi, tra gli altri, interventi per migliorare la capacità di gestione dei rifiuti; programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili; investimenti per lo sviluppo delle principali filiere industriali della transizione ecologica e la mobilità sostenibile, nonché azioni per l'efficientamento energetico e del patrimonio immobiliare e iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, per salvaguardare e promuovere la biodiversità del territorio, e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche.

A supporto della strategia aziendale di decarbonizzazione, è in atto un programma di certificazione ISO 50001 dei siti upstream mediante un processo di analisi e valutazione di interventi di efficientamento che riguarderà tutte le consociate nel 2021-2022 e porterà alla certificazione entro il 2022-2023.

Dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tale riguardo tutte le raffinerie Eni hanno completato nel 2018 i procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle Conclusioni sulle BAT pubblicate a luglio 2017 con la Decisione n. 2014/738/UE per il settore raffinazione.

Come previsto dalla road map del Green Deal europeo, nel corso del 2021 la revisione della Direttiva IED (Industrial Emission Directive) è entrata nel vivo. Nel 2021 si sono concluse due consultazioni pubbliche sulle direttive IED e E-PRTR. Nel 2022 la Commissione UE proporrà una revisione delle misure per contrastare l'inquinamento da grandi impianti industriali al fine di creare migliori sinergie della direttiva con sistema ETS e con le politiche europee in tema di economia circolare e decarbonizzazione.

Nel 2021 gli sforzi della Commissione si sono focalizzati su diverse attività per sostenere le politiche legate alla "Zero Pollution ambition for a toxic-free environment". L'UE vuole delineare le azioni da introdurre a livello europeo per il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo "Inquinamento Zero" di acqua, aria e suolo per un ambiente privo di sostanze tossiche. A ottobre 2020 la Commissione UE ha lanciato la prima fase di consultazione (Roadmap) su una serie di proposte in materia. Nel 2021 è stata lanciata la consultazione "EU Action Plan Towards a Zero Pollution Ambition for air, water and soil", alla

quale Eni ha partecipato tramite IOGP. A luglio 2021 si è conclusa anche la consultazione UE sulla revisione della direttiva acque reflue, che mira ad affrontare una serie di problemi evidenziati nella recente valutazione del 2019 della direttiva 91/271/Cee.

Il 31 luglio del 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Al fine di verificare il posizionamento degli impianti, i gestori hanno avviato specifiche gap analisi per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a raggiungere le nuove performance ed avviare, qualora necessario, il processo di Riesame della Autorizzazioni in essere. Nel 2021 si sono conclusi alcuni iter di Riesame e rinnovo per le installazioni Eni mentre altri sono ancora in corso per recepire le rispettive BAT Conclusioni di settore. I business Eni interessati presidiano la tematica e proseguono con l'analisi di posizionamento degli impianti per valutare la necessità di eventuali interventi migliorativi da implementare.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dell'Ambiente italiano n. 141 del 26 maggio 2016 per la determinazione delle garanzie finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

Sempre nel 2017, con la decisione di esecuzione n. 2017/2117 la Commissione Europea ha approvato le Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (LVOC). Entro il dicembre 2021 tutti gli impianti dovranno essere allineati alle nuove BAT settoriali e completare i piani di miglioramento tecnologico richiesto dalla decisione. La Commissione Europea ha inoltre adottato le Conclusioni sulle BAT per il trattamento dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2010/75/UE. Le Conclusioni, approvate con decisione della Commissione Europea 10 agosto 2018, n. 2018/1147/UE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 tonnellate al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 75 tonnellate al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 tonnellate; trattamento a gestione indipendente di acque reflue provenienti da un'installazione svolgenti le attività precedenti.

In Italia, le Autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA, in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24 aprile 2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle

Realizzato

am

Realizzato

AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

Inoltre, le Linee Guida per la Valutazione dell'Impatto Sanitario (VIS), in vigore dal 29 luglio 2019 si applicano ai Grandi Impianti di Combustione (GIC) e alle raffinerie. Importante segnalare anche per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea per la stesura del nuovo Bref Hydrocarbon con lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM).

La diffusione pandemica del virus COVID-19 ha avuto un impatto significativo anche sulla modalità e frequenza dei controlli AIA. La nota dell'ISPRA prot. n. 14558 del 30 marzo 2020 "Controlli sull'esercizio di AIA nazionale durante la pandemia da Corona virus" introduce nuove disposizioni per questo tipo di ispezioni. Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambito, nel 2017 Eni è stata la prima società in Italia a interfacciare il proprio software per la gestione dei rifiuti con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi inoltre facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

In riferimento alle ispezioni previste per l'industria estrattiva, a seguito della diffusione di COVID-19, il 21 febbraio 2020 è entrata in vigore la decisione di esecuzione n. 2020/248/UE «Linee guida in materia di ispezioni delle strutture di deposito dei rifiuti da attività estrattiva».

L'11 dicembre 2019 Commissione europea ha presentato The European Green Deal la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

In ambito economia circolare, si è conclusa il 30 novembre 2021 la consultazione pubblica sulle linee programmatiche per la definizione della nuova "Strategia nazionale per l'economia circolare", avviata dal ministero della Transizione ecologica il 30 settembre scorso. Entro il 2022 si attende la pubblicazione del decreto ministeriale per l'adozione della Strategia nazionale per l'economia circolare, che costituirà uno degli obiettivi delle riforme del PNRR per la transizione ecologica.

In applicazione delle modifiche normative introdotte dal D.Lgs. 116/2020, che ha recepito la nuova direttiva quadro sui rifiuti, nel 2021 sono intervenute significative variazioni in materia di tracciabilità dei rifiuti.

L'8 marzo 2021 è divenuto operativo il portale Vi.Vi.FIR (Vidimazione Virtuale Formulare), previsto dal nuovo art. 193 del D.Lgs. 152/2006, che consente di produrre formulari rifiuti vidimati digitalmente senza la necessità di recarsi fisicamente presso gli sportelli delle amministrazioni competenti. È stata inoltre avviata la sperimentazione di un prototipo del nuovo Registro Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI), cui ha preso parte anche Eni; tale nuovo sistema di tracciabilità, che sarà normato da un futuro decreto regolamentare, consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica delle registrazioni ambientali e prevedrà la comunicazione dei dati ad un sistema centralizzato. La previsione della redazione di un'attestazione di avvenuto smaltimento, introdotta dal D.Lgs. 116/2020 per i rifiuti conferiti ad impianti di smaltimento non finale, è stata prima rivista ad opera del D.L. 77/2021 ed infine rimossa dalla relativa legge di conversione (L.108/2021).

Il decreto direttoriale n. 47 del 9 agosto 2021 ha approvato le linee guida di SNPA 24/2020, sulla base delle quali il nuovo art. 184 del D.Lgs. 152/2006 prevede la classificazione dei rifiuti.

Il 6 dicembre 2021 è stato avviato il procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) sul Programma nazionale di gestione rifiuti previsto dal nuovo articolo 198-bis del D.Lgs. 152/2006.

L'Albo Nazionale Gestori Ambientali, con la Deliberazione n. 9 del 28 luglio 2021, ha rinviato al 16 ottobre 2023 il termine del periodo transitorio per i responsabili tecnici.

Il D.Lgs. 196/2021 ha recepito la Direttiva 2019/904/UE sulla riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica sull'ambiente.

Il 12 agosto 2020 è stato pubblicato il Decreto Legislativo 31 luglio 2020 n. 101 "Attuazione della direttiva 2013/59/Euratom, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti, e che abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom e riordina della normativa di settore in attuazione dell'articolo 20, comma 1, lettera a), della legge 4 ottobre 2019, n. 117". Il provvedimento costituisce il nuovo testo unico sulla radioprotezione; le disposizioni comprendono procedure per la gestione di materiali e residui radioattivi, nonché i requisiti costruttivi e autorizzativi per gli impianti per il loro smaltimento. A maggio 2019 il Consiglio del Sistema nazionale protezione ambiente ha approvato le Linee guida per l'applicazione della normativa sulla gestione delle terre e rocce da scavo. Il documento, approvato con delibera SNPA (Sistema nazionale protezione ambiente) 9 maggio 2019, n. 54, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, si concentra sui requisiti di qualità ambientale

per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotti sia nei cantieri di grandi dimensioni che in quelli di piccole dimensioni.

Nel 2016 l'Unione Europea ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova Direttiva NEC (che stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e doveva essere recepita dagli Stati membri entro il 1° luglio 2018, fatto salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti. Il 17 luglio 2018 sono entrate in vigore le disposizioni del D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81, di recepimento della Direttiva NEC. Il D.Lgs. stabilisce limiti nazionali per le emissioni in atmosfera più severi per taluni inquinanti (biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) in un primo step dal 2020 al 2029 e successivamente dal 2030 in avanti. Nel 2021 la Commissione Europea ha lavorato alla revisione delle direttive sulla qualità dell'aria (dir. 2008/50/CE e 2004/107/CE). A dicembre 2021 si è chiusa la consultazione pubblica per la qualità dell'aria, che era stata avviata a settembre, all'indomani della pubblicazione delle nuove linee guida dell'Organizzazione mondiale della sanità (OMS) sulla qualità dell'aria. L'iniziativa nasce nell'ambito del Green Deal europeo, nel quadro dell'obiettivo "inquinamento zero" per un ambiente privo di sostanze tossiche. La nuova proposta legislativa ha come obiettivo un maggiore allineamento delle norme UE alle raccomandazioni dell'OMS, un ulteriore consolidamento della certezza del diritto e dell'applicabilità del quadro legislativo e il rafforzamento dei sistemi di monitoraggio, modellizzazione ed elaborazione di piani per la qualità dell'aria.

A livello della normativa italiana nazionale e regionale si osserva sempre maggiore importanza delle emissioni odorigene. Il 19 dicembre 2017 è entrato in vigore l'art. 272-bis del D.Lgs. 152/06 introdotto con il D.Lgs. 183/2017 di recepimento della Direttiva 2015/2193. L'art. 272-bis introduce per la prima volta in TUA la tematica delle odorigene e promuove un coordinamento centrale per garantire, su basi scientifiche, chiarezza e applicazione uniforme, a livello nazionale, di criteri e procedure, volti a definire metodi di monitoraggio, valori limite e determinazione degli impatti delle emissioni odorigene. Nel 2021, il Parlamento Italiano ha proseguito con l'iter del disegno di decreto legge recante modifiche al D.Lgs. 152/2006, concernenti il controllo delle emissioni di sostanze emananti odore (Atto della Camera n. 1440). Il Ddl prevede varie modifiche alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 (Via/Vas/Ippc) finalizzate a (i) inserire la definizione di odore e sostanza odorigena, (ii) precisare le situazioni nelle quali la presenza di odori è definibile come molestia olfattiva, (iii) introdurre gli aspetti relativi alle emissioni odorigene nello Studio di impatto ambientale in ambito Via e (iv) prevedere, con riferimento all'Aia, l'introduzione di una sezione dedicata

all'interno del Piano di monitoraggio e controllo ambientale. Nell'ambito dell'autorizzazione degli impianti di trattamento rifiuti (Parte IV del D.Lgs. 152/2006) il Ddl prevede l'obbligo di individuare le modalità per la gestione degli odori in sede di autorizzazioni degli impianti aventi stoccaggi o trattamenti che possono generare emissioni odorigene, nonché l'obbligo per le Regioni di dotarsi di una normativa in materia e di limiti per gli impianti autorizzati di cui alla Parte V del D.Lgs. 152/2006 (autorizzazioni emissioni in atmosfera).

Ad ottobre 2019 è stata pubblicata la norma UNI 11761:2019 "Emissioni e qualità dell'aria - Determinazione degli odori tramite IOMS (Instrumental Odour Monitoring Systems)". La norma specifica i requisiti tecnici e di gestione di sistemi automatici per il monitoraggio degli odori (IOMS, Instrumental Odour Monitoring System) per la misurazione periodica degli odori in aria ambiente, alle emissioni e indoor. L'importanza della tematica delle emissioni odorigene è confermata negli investimenti dei siti Eni che sviluppano i nuovi sistemi di monitoraggio e completano le specifiche prescrizioni AIA sul tema.

Il 15 Dicembre 2020, è stato approvato l'Accordo di Programma per l'adozione di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nella Regione Puglia. Tra gli impegni della Regione, quello di adottare entro 6 mesi un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di AIA che riconosca la facoltà di richiedere, prioritariamente per le installazioni degli impianti delle attività energetiche e dell'industria chimica, la presentazione di uno studio di impatto odorigeno finalizzato all'individuazione e caratterizzazione delle sorgenti odorigene significative e alla stima dell'impatto olfattivo delle emissioni mediante l'implementazione di idonei modelli matematici di dispersione in atmosfera, ed un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale/VIA/AIA che riconosca la facoltà di richiedere la presentazione di uno studio per la valutazione degli scenari futuri della qualità dell'aria.

Il 17 gennaio è entrato in vigore il D.Lgs. 5 dicembre 2019, n. 163 che reca la disciplina sanzionatoria per la violazione degli obblighi, di cui al regolamento (UE) n. 517/2014, e dei relativi regolamenti di esecuzione della Commissione europea, attuati con decreto del Presidente della Repubblica 16 novembre 2018, n. 146. A tal proposito si segnala che le BU hanno adeguato i propri sistemi di gestione e si sono dotate di OPI (istruzioni operative) per gestione e controllo degli impianti e delle attrezzature contenenti sostanze lesive dell'ozono e gas fluorurati ad effetto serra.

In merito all'inquinamento marino, nel 2021 Ispra ha aggiornato le linee guida per l'elaborazione dei Piani di monitoraggio che le società devono presentare al MiTE per gli scarichi diretti in mare delle acque di produzione derivanti dall'estrazione di idrocarburi. Ai sensi dell'articolo 104, comma 7 del D.Lgs. 152/2006 la società richiedente, ai fini del rilascio da parte dei

Alcalano

ent

AO

Ministero della Transizione Ecologica dell'autorizzazione allo scarico diretto in mare, deve infatti presentare all'Amministrazione un Piano di monitoraggio per la verifica dell'assenza di pericoli per le acque e per gli ecosistemi acquatici. La nuova versione (linee guida luglio 2021, n. 194) si compone di due sezioni rispettivamente dedicate l'una alla compilazione dei documenti contenenti le informazioni tecniche necessarie ai fini della redazione del Piano di monitoraggio e l'altra alla descrizione degli obiettivi del Piano e alle informazioni tecniche minime per la definizione della zona di indagine, delle strategie di campionamento e dei parametri da determinare.

Il 14 luglio 2015 con il D.Lgs. n. 105 è stata data attuazione alla Direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei gestori dei siti ad incidente rilevante; i gestori degli impianti Eni impattati hanno predisposto quanto necessario per garantire la compliance al decreto.

Per quanto riguarda le installazioni offshore, l'analoga normativa è stata emanata con il D.Lgs. n. 145/2015, che dà attuazione alla Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, disponendo i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi e limitarne le conseguenze.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi, efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato.

La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Nel 2021 Eni ha aggiornato lo strumento normativo adottando un'unica metodologia integrata per lo svolgimento delle analisi ambientali e valutazione degli impatti/rischi per l'Ambiente e l'Organizzazione, inclusi quelli di tipo 231. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui respon-

sabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; e (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessment su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato e implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

Il 14 febbraio 2022 è stato approvato un "Piano Nazionale per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee" (PITESAI) la cui istituzione era prevista dal D.L. n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, convertito nella Legge n.12 del febbraio 2019. Con tale piano, il Legislatore ha definito i criteri per l'individuazione delle aree del territorio nazionale, comprese le acque territoriali, dove lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi possa essere sostenibile dal punto di vista ambientale. L'aspetto più rilevante per Eni è che le concessioni di coltivazione in terraferma proseguono anche se hanno una o più infrastruttura all'interno di "aree potenzialmente non idonee" purché siano produttive o improduttive da meno di 5 anni precedenti dall'adozione del Piano e che a seguito dell'analisi costi-benefici ottengano un risultato per cui i costi della mancata proroga sono superiori ai benefici, restando in vigore e continuando a poter essere prorogate fino a quando l'analisi CBA ne giustificherà la prosecuzione. Per effetto di tale normativa, Eni non ha registrato alcuna revisione negativa di riserve per effetto della non idoneità delle aree di concessione.

## RISCHIO IDRICO

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2022), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i cinque rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 5-10 anni. Le crisi idriche avranno, inoltre, crescenti inter-



85001/460

connessioni con altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Secondo le Nazioni Unite (<https://www.unwater.org/water-facts/climate-change/>) i cambiamenti climatici si esplicano nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. Entro il 2050, il numero di persone a rischio di inondazione aumenterà dall'attuale livello di 1,2 miliardi a 1,6 miliardi. Tra l'inizio e la metà degli anni 2010, 1,9 miliardi di persone, ovvero il 27% della popolazione mondiale, vivevano in aree potenzialmente carenti d'acqua. Nel 2050, questo numero aumenterà da 2,7 a 3,2 miliardi di persone (UN2020). Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Inoltre, Eni è impegnata a sviluppare progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico-sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare, prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved oil recovery). Anche nel downstream sono proseguite iniziative per ridurre il consumo di acqua dolce o per la sostituzione dei prelievi di acqua dolce da falda o da acque superficiali con fonti di minor pregio. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2021 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, confermando la valutazione pari ad A-, che si colloca al di sopra della media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie O&G, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica. A giugno 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sull'acqua, nel quale si impegna a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico.

## GESTIONE EMERGENZE E SPILL

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite innanzitutto a livello di sito con una propria organizzazione che predisporre, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi livelli sono: la gravità dell'evento, in termini di danno a persone, ambiente e asset; l'impatto reale o potenziale sugli stakeholders e sulla reputazione di Eni; la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.

Eni è impegnata quotidianamente nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che effrattivi, sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

Anche nel downstream Italia si sono registrate numerose effrazioni sulla rete oleodotti (picco massimo nel 2015), progressivamente contrastate e ad oggi sostanzialmente annullate, attraverso l'installazione del sistema di Leak Detection proprietario denominato "e-vpms®" (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System). Il sistema permette il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte in pochi minuti geolocalizzando con una precisione inferiore ai 50m; ciò, oltre a favorire la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento, di riparazione e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili, è stato un elemento di dissuasione fondamentale.

Oltre ad avere coperto l'intera rete di oleodotti di prodotti finiti (10 linee, per un totale di 654 km) ed una di grezzo (Oleodotto Monte Alpi-Taranto per 137 km) è stata inoltre completata l'installazione su due oleodotti pilota (Rho-Malpensa e Pantano-Seram) dell'upgrade del sistema e-vpms® alla versione e-vpms® -TPI (Third Party Intrusion) atto a rilevare le attività sospette in prossimità della condotta (scavi, veicoli, ecc.) prima della effrazione vera e propria della condotta.

La società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche), Sesam (mappe di sensibilità ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) e di esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed esondazioni, di cui il progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks in Val d'Agri).

Ricalcato

ent

VLO

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,2 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e nel caso di noleggio di time charter e di \$1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

Le collaborazioni con IPIECA e IOGP al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practices e di iniziative regionali congiuntamente alle autorità (GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative) sono proseguite.

Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blowout Events), realizzato un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, sviluppato una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

Il Sistema nazionale per la protezione dell'ambiente (SNPA) ha pubblicato le Linee guida che ricostruiscono la procedura di valutazione tecnica del danno ambientale ai sensi della Parte sesta del D.Lgs. 152/2006. L'elaborato (Linee guida SNPA n. 33/2021) approvato con delibera del Consiglio SNPA del 18 maggio 2021, incentrato sulle nozioni di "indizi" e di "evidenze" relativi al danno ambientale, definisce i criteri e le metodologie da utilizzare sia nello svolgimento delle fasi di screening dei casi, sia in quella di accertamento del danno ambientale e delle minacce di danno, in relazione alle quali lo Stato ha il potere di imporre azioni di riparazione e di prevenzione. Dopo una prima parte di inquadramento della normativa di settore — incentrata sulla direttiva 2004/35/Ce e sulla Parte sesta del D.Lgs. 152/2006 di recepimento — e

della procedura amministrativa applicabile, le Linee guida, strutturate in tre parti e articolate in nove capitoli, forniscono dei criteri generali per l'accertamento delle minacce di danni ambientali, con focus sul tema della prevenzione e sugli strumenti di valutazione preventiva e di informazione (procedure Via e sistemi di gestione ambientale), per poi definire criteri e metodologie da utilizzare in relazione ai danni arrecati alle specifiche risorse, ovvero le specie e gli habitat protetti (cap. 6), le aree protette (cap. 7), le acque interne superficiali, sotterranee e marino-costiere (cap. 8) e il terreno (cap. 9). Per approfondimenti: Linee guida SNPA n. 33/2021. Con decreto direttoriale MITE 22 dicembre 2021 il Ministero della Transizione ecologica ha decretato il modello dell'istanza per la presentazione del documento di analisi di rischio sanitaria e ambientale sito specifica per aree ricadenti all'interno di siti di interesse nazionale (Sin). Oltre al modello dell'istanza, il decreto direttoriale 269/2021 indica gli elementi tecnici ed i contenuti minimi della documentazione tecnica — che deve essere "stand alone", ovvero deve riportare tutte le informazioni necessarie a consentire una eventuale riproduzione delle valutazioni da parte degli Enti di controllo — che devono essere allegati alla stessa. Per approfondimenti: Decreto direttoriale Mite 22 dicembre 2021, n. 269 Bonifiche — Siti di interesse nazionale (Sin) — Modello di istanza da compilare per l'approvazione del documento di analisi di rischio sanitaria ed ambientale sito specifica.

## RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIATI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

Nel 2021 i prezzi del gas in Europa, sulla scia del forte recupero dello scenario energetico, hanno registrato aumenti molto significativi per i principali benchmark rispetto al 2020 (PSV per il mercato Italia +335%; TTF per i mercati europei nord-occidentali +386%). I driver di tale performance sono una crescita della domanda gas in Europa che si è sostanzialmente riportata ai livelli pre COVID-19 unita alle minori importazioni di GNL per effetto della maggiore domanda soprattutto nel bacino del Pacifico sia per ripresa economica che per l'inverno particolarmente rigido nella prima parte dell'anno nel Sud-Est asiatico. Le quotazioni del benchmark dei mercati spot continentali (TTF) per via della riduzione dei flussi di import di GNL hanno evidenziato una maggiore crescita rispetto al prezzo benchmark del mercato spot Italia (PSV), quest'ultimo frenato dal permanere dell'eccesso di offerta nel mercato italiano dovuto all'avvio della nuova linea d'importazione TAP e dalle maggiori importazioni dal nord Africa, con la conseguente sostanziale chiusura degli spread tra i due benchmark. Tale sviluppo ha penalizzato in misura rilevante la performance nel 2021 nel business della commercializzazione all'ingrosso che è esposto allo spread tra prezzi spot nel mercato Italia, principale benchmark dei prezzi di vendita, e prezzi spot agli hub continentali a cui sono indicizzati alcuni costi di approv-

vigionamento. La scarsa liquidità del mercato spot Italia non consente di attuare efficaci azioni di Risk Management.

Il portafoglio di approvvigionamento gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore al rischio finanziario di pagare il gas non ritirato fino a concorrenza dell'obbligo minimo di prelievo annuale (v. paragrafo successivo), che può verificarsi in caso di dinamiche competitive sfavorevoli (quali uno scenario di oversupply o una situazione di mercato quale quella corrente). Il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ottenere maggiori flessibilità operative. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione dei costi di approvvigionamento, nonché di ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato. Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrali relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long term e in azioni di ottimizza-

zione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

### Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). Il superamento della tutela tariffaria per i clienti domestici gas e luce, nonché per le microimprese luce, è fissato, a seguito di diverse proroghe, al 1° gennaio 2023; per le PMI elettriche non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è stata fissata al 1° gennaio 2021. Con Legge 233/21 è stato introdotto il termine del 10 gennaio 2024; data entro la quale verrà regolato da ARERA e assegnato il servizio a tutele graduali ai clienti domestici elettrici che in quel momento non avessero ancora scelto un fornitore del mercato libero, garantendo la continuità della fornitura di elettricità. Il quadro delineato vede quindi ad oggi: il superamento della tutela tariffaria confermato, senza deroghe, per i clienti domestici gas e le microimprese elettriche al 1° gennaio 2023; prevede la possibilità di derogare questa data, fino al 10 gennaio 2024, per i clienti domestici elettrici. Non

80901/463

si possono escludere ulteriori interventi di deroga della data del 1° gennaio 2023.

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili.

A dicembre 2020 ARERA ha pubblicato la delibera 491/2020/R/eel che in sintesi:

- ▶ definisce la gara per il Servizio a Tutele Graduali dedicato alle piccole imprese elettriche e svolto dagli esercenti aggiudicatari a partire dal 1° luglio 2021;
  - ▶ modifica il TIV introducendo il Servizio a Tutele gradualie fra i servizi di ultima istanza, dettagliando le caratteristiche del servizio stesso e gli obblighi per gli esercenti;
  - ▶ definisce le modalità di erogazione del Servizio a Tutele Graduali nel periodo transitorio 1° gennaio - 30 giugno 2021, durante il quale il servizio sarà svolto dagli attuali esercenti la maggior tutela (per consentire lo svolgimento delle gare nei primi mesi del 2021).
- In gennaio infine, è stato inoltre pubblicato sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico il DM "Decreto ministeriale 31 dicembre 2020 - Mercato libero dell'energia elettrica. Schema ingresso consapevole dei clienti finali". Il DM è relativo al superamento della tutela di prezzo dell'Autorità per le PMI non microimprese elettriche. Fra le principali previsioni il DM stabilisce:
- ▶ alla data del 1° gennaio 2021 le PMI non microimprese che non hanno stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero sono fornite attraverso il servizio a tutele gradualie da parte di soggetti selezionati con gara per una durata non superiore a tre anni. In coerenza con quanto anticipato da ARERA;
  - ▶ tetto antitrust del 35% massimo dei clienti per la gara PMI non microimprese;
  - ▶ tre campagne informative sul superamento della tutela di prezzo, alle quali sarà possibile associare campagne degli operatori.

In ambito retail gas e luce si segnala che ARERA, in attuazione della Legge di Bilancio 2022, fra le misure di contrasto degli aumenti eccezionali dei prezzi dell'energia, ha definito le modalità per la rateizzazione in 10 mesi, senza interessi, degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo com-

preso tra il 1° gennaio 2022 ed il 30 aprile 2022 e che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti ad offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo. Sono definite modalità per l'erogazione ai venditori, dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione eccedenti il 3% dell'importo delle fatture emesse nei confronti della totalità dei clienti finali domestici da ciascuno serviti entro il mese successivo da quando il piano di rateizzazione è proposto al cliente finale.

È stato approvato il Decreto Legge 27 gennaio 2022, n. 4 "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico a contrasto degli aumenti eccezionali dei prezzi dell'energia. Questi interventi, per area retail e rinnovabili, con impatto sugli operatori della vendita, come Plenitude, riguardano in particolare gli interventi sull'elettricità prodotta da impianti a fonti rinnovabili in questo contesto di alte quotazioni dei prezzi del gas che si riflettono sui prezzi dell'energia elettrica prodotta a gas.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione LNG, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, è stata implementata a partire dal 2020 una revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori per il periodo di regolazione 2020-2023, con effetti complessivamente positivi sui costi del portafoglio logistico. La ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto è comunque prevista a scadenze prestabilite nei vari Paesi europei e in futuro potrà ancora determinare impatti sui costi logistici. Ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione e dello stoccaggio, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business.

Nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate all'accelerazione del phase-out del carbone nella generazione elettrica – in vista degli obiettivi di decarbonizzazione – e, in alcuni Paesi, al phase-out della generazione nucleare. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo, nei prossimi anni la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati e/o di nuovi obblighi o vincoli in capo agli operatori del settore che potranno accompagnare l'evoluzione delle

normative europee, in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico (tra cui i collegati obiettivi di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati, di promozione di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas, di riduzione delle emissioni di metano). Questi cambiamenti determineranno pressioni sul settore del gas naturale ma al contempo apriranno e supporteranno nuove opportunità di business nell'ambito dei gas decarbonizzati e rinnovabili, che Eni è pronta a perseguire.

Per quanto riguarda il settore elettrico, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 e a febbraio 2022 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale con periodo di consegna relativo agli anni 2022, 2023 e 2024, e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni per effetto del riconoscimento di un premio in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come Gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare EniPower nel sito di Ravenna (consegna a partire dal 2023). Permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati presso il Tribunale Europeo da alcuni operatori. Vi è incertezza sulla possibilità che si possano tenere delle aste per gli anni successivi al 2024 perché, anche in base a quanto previsto dalle norme europee, il meccanismo sarà riproposto a valle di una nuova valutazione di Terna sullo stato di adeguatezza del sistema elettrico. La particolare situazione dei mercati energetici, contrassegnati da prezzi delle commodity elevati e condizionati da forte aleatorietà, ha aumentato il rischio di possibili restituzioni della componente variabile prevista dal Capacity Market, con conseguente potenziale riduzione del beneficio netto del meccanismo per gli impianti di Eni.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (i prezzi negativi e la riforma del Mercato Infragiornaliero introdotti nel settembre 2021, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete, il completamento della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento) ed interventi emergenziali del Governo per compensare il fenomeno del caro energia.

#### COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative a causa di: i) incertezza rispetto all'esito

finale dei procedimenti in corso per i quali al momento è stata valutata non probabile la soccombenza, o non attendibile la stima della relativa passività; ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi o l'emergere di nuove evidenze e informazioni che possano comportare una revisione del giudizio sulla probabilità di soccombenza ovvero possano fornire elementi sufficienti per una stima attendibile dell'ammontare dell'obbligazione; iii) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione, nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

#### RISCHIO CYBER SECURITY

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili, con impatti sia economici che reputazionali.

Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

- Eni è una Oil & Gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing sono in crescente aumento.

Le possibili conseguenze riguardano:

- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (ad es. sanzioni), dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Per far fronte a questa situazione, l'azienda si è dotata già da tempo, secondo il consolidato approccio risk-based, di una



85991.465

serie di misure di difesa per prevenire e contenere potenziali impatti a fronte degli attacchi cyber, che fanno leva anche sull'assetto hybrid working, quali ad esempio:

- il potenziamento delle infrastrutture e dei servizi di Cyber Security Defence;
- il rafforzamento dei presidi di sicurezza tecnologici e di governo per la Corporate, le consociate estere ed i siti industriali attraverso l'esecuzione di specifici programmi di enforcement tecnologico;
- interventi per rafforzare ulteriormente la continuità dei servizi IT Corporate e migliorare il monitoraggio sulla gestione dei sistemi centrali;

- l'attuazione di presidi di controllo volti a identificare, mitigare e monitorare il rischio cyber security veicolabile dalle Terze Parti di Eni, ivi inclusi i fornitori di servizi cloud;
- l'aggiornamento del set di contromisure per mitigare il rischio cyber, in coerenza con i recenti obblighi normativi specifici del settore.

Inoltre, è stato aggiornato il set di contromisure per mitigare il rischio cyber, in coerenza con i recenti obblighi normativi specifici nonché il proseguimento del programma di Cyber Security Culture finalizzato al rafforzamento della cultura aziendale sui giusti comportamenti da adottare per far fronte ai cyber rischi.

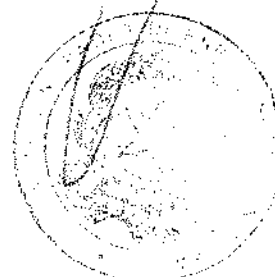
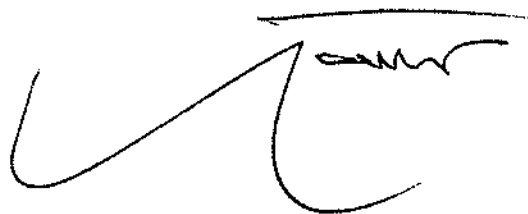
8500/466

155

## Evoluzione prevedibile della gestione

Per le principali evoluzioni di business ed economico-finanziarie si rinvia ai capitoli: Strategia, Commento ai risultati economico-finanziari (sezione "Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina") e Fattori di rischio.

Luca Calvo



85991 | 467

# Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario ai sensi del D.Lgs. 254/2016

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2021 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI).

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2021 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI) come indicato nel capitolo "Principi e Criteri di Reporting". Nel 2021 entrano in vigore gli obblighi di reporting previsti dall'art.8 del Regolamento UE 852/2020 come definiti e codificati nel relativo Disclosures Delegated Act della Commissione, relativi alle attività economiche e agli attivi idonei ai fini del conseguimento degli obiettivi del Regolamento di mitigazione dei cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici. Tali obblighi informativi sono a carico delle società quotate in mercati regolamentati della UE tenute a redigere una DNF. In continuità con le precedenti edizioni, il documento è articolato secondo le tre leve del modello di business integrato, Neutralità carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo, il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder. I contenuti del capitolo "Neutralità carbonica al 2050" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più approfondita su tali tematiche. Inoltre, sono stati citati nei vari capitoli i principali Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che costituiscono un riferimento importante per Eni nel condurre le proprie attività.

La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale con l'obiettivo di soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non. Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione, alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e alla Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti qualora le tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, i principali risultati e target, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana. All'interno della DNF sono dettagliate le Politiche aziendali, i Modelli di gestione e organizzazione, un approfondimento sui rischi ESG (Environmental, Social and Governance), la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno, le principali performance con relativi commenti e l'analisi di materialità 2021. Anche nella DNF 2021 sono state inserite le metriche "core" definite dal World Economic Forum<sup>(1)</sup> (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del 2020. In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario che ha l'obiettivo di approfondire l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2021 di Eni for includerà l'allegato "Neutralità carbonica al 2050" e un report dedicato ai diritti umani (Eni for – Human Rights<sup>(3)</sup>). Di seguito una tabella di riepilogo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal Decreto, gli ambiti e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione, della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e della Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti.

(1) Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e criteri di reporting".

(2) Il riepilogo con le metriche "core" del WEF è esposto direttamente nel content index in una colonna dedicata.

(3) L'aggiornamento del report Eni for Human Rights sarà pubblicato successivamente a Eni for.

85991/468

	AMBITI DEL D.Lgs. 254/2016	MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE	POLITICHE PRATICHE	MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI	INDICATORI DI PRESTAZIONE
	<b>RIFERIMENTI TRASVERSALI A TUTTI GLI AMBITI DEL DECRETO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Modelli di gestione e organizzazione, pagg. 162-163; Temi materiali di sostenibilità, pag. 199</li> <li>○ RFA - Modello di business, pagg. 4-5; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7; Attività di stakeholder engagement, pagg. 20-21; Strategia, pagg. 22-27; Governance, pagg. 34-43.</li> <li>➢ RCG - Approccio responsabile e sostenibile; Modello di Corporate Governance; Consiglio di Amministrazione; Comitati del Consiglio; Collegio Sindacale; Modello 231.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ RCG - Principi e valori. Il Codice Etico; Il Sistema Normativo di Eni.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Fattori di rischio e incertezza, pagg. 130-154</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Approccio Responsabile e sostenibile (risultati 2021 e target), pagg. 6-7; Eni in sintesi, pagg. 16-19</li> </ul>
<b>NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050</b>	<b>CAMBIAMENTO CLIMATICO</b> Art. 3.2, commi a) e b)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 166-172</li> <li>○ RFA - Strategia, pagg. 22-27</li> <li>➢ RCG - Approccio responsabile e sostenibile</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7</li> <li>○ DNF - Neutralità carbonica al 2050, pagg. 166-172</li> </ul>
<b>ECCELLENZA OPERATIVA</b>	<b>PERSONE</b> Art. 3.2, commi c) e d)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Governance, pagg. 34-43</li> <li>○ DNF - Persone (la cultura della pluralità e dello sviluppo delle persone, formazione, relazioni industriali, welfare aziendale e worklife balance, salute), pagg. 173-178; Sicurezza, pagg. 179-180</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7</li> <li>○ DNF - Persone, pagg. 173-178; Sicurezza, pagg. 179-180</li> <li>➢ RR - Sommario</li> </ul>
	<b>RISPETTO PER L'AMBIENTE</b> Art. 3.2, commi a), b) e c)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Rispetto per l'ambiente (economia circolare, aria, rifiuti, acqua, oli spili, biodiversità), pagg. 180-186</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7</li> <li>○ DNF - Rispetto per l'ambiente, pagg. 180-186</li> </ul>
	<b>DIRITTI UMANI</b> Art. 3.2, comma e)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Diritti Umani (security, formazione, segnalazioni), pagg. 186-189</li> <li>➢ RCG - Approccio responsabile e sostenibile</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7</li> <li>○ DNF - Diritti Umani, pagg. 186-189</li> </ul>
	<b>FORNITORI</b> Art. 3.1, comma c)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Diritti Umani, pagg. 186-189; Fornitori, pagg. 190-191</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7</li> <li>○ DNF - Diritti Umani, pagg. 186-189; Fornitori, pagg. 190-191</li> </ul>
	<b>TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE</b> Art. 3.2, comma f)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-193</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161</li> <li>➢ RCG - Principi e valori. Il Codice Etico; Compliance Program Anti-Corruzione</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7</li> <li>○ DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-193</li> </ul>
<b>ALLEANZE PER LO SVILUPPO</b>	<b>COMUNITÀ LOCALI</b> Art. 3.2, comma d)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 194-195</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 159-161</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 164-165</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7</li> <li>○ DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 194-195</li> </ul>

## La mission aziendale e l'impegno per una Just Transition

La mission integra organicamente i 17 SDG a cui Eni intende contribuire, consapevole che lo sviluppo del business non possa più prescindere da essi. Questo cambiamento culturale costituisce una costante spinta dell'azienda verso l'innovazione continua, la valorizzazione della diversità come leva di sviluppo, il rispetto e la promozione dei diritti umani, l'integrità e trasparenza nella gestione del business e la tutela dell'ambiente. La mission conferma l'impegno di Eni per una Just Transition per garantire l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile raggiungendo l'obiettivo di zero emissioni nette al 2050 in un'ottica di 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 minimizzando le disuguaglianze esistenti. Inoltre, per contribuire al raggiungimento degli SDG e alla crescita dei Paesi in cui opera, Eni è impegnata nel costruire alleanze con attori nazionali e internazionali di cooperazione allo sviluppo, come sottolineato dalla Terza Conferenza Internazionale sugli Investimenti per

lo Sviluppo, organizzata dalle Nazioni Unite ad Addis Abeba nel luglio del 2015.

L'approccio sottolineato dalla mission è confermato anche dall'applicazione dal 1° gennaio 2021 del Codice di Corporate Governance 2020, che individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la società (si veda pagg. 34-43). Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli. In adesione al Codice, l'8 marzo 2022 il CdA ha anche approvato, su proposta della Presidente, d'intesa con l'AD, una politica per il dialogo con gli azionisti che individua i soggetti responsabili della sua gestione e le modalità con cui si svolge su iniziativa degli azionisti o della Società; la politica disciplina inoltre l'informativa al Consiglio sullo sviluppo e sui contenuti significativi del dialogo intervenuto e le modalità della sua diffusione e aggiornamento.

## Effetti e gestione della pandemia da COVID-19

Il COVID-19 e le sue conseguenze sulle persone e comunità hanno confermato l'importanza della salute e delle problematiche ad essa connesse come una delle priorità delle agende politiche globali. In questo scenario di crisi, l'azienda ha rinnovato il proprio impegno al raggiungimento dell'Agenda 2030 ed è intervenuta su diversi fronti per gestire le conseguenze del COVID-19, sfruttando le proprie competenze al fine di tutelare la salute dei propri dipendenti e dei contrattisti. Eni ha inoltre lavorato in sinergia con Governi, Istituzioni e ONG locali e internazionali per prevenire e contrastare la diffusione della pandemia minimizzando gli impatti delle comunità locali, sia in Italia che all'estero, e migliorando la resilienza delle comunità più vulnerabili.

Nonostante la portata e la rapidità con cui la pandemia si è diffusa Eni è intervenuta in modo tempestivo, grazie alle esperienze maturate in passato nella gestione di epidemie come quella Sars-Cov-1 e di Ebola e grazie agli strumenti normativi, organizzativi e operativi di cui si era dotata già dal 2011 per la gestione di eventi epidemici e pandemici, in attuazione del proprio modello di gestione del rischio Salute, Sicurezza, Ambiente, Security ed Incolumità Pubblica. In continuità con lo scorso anno e sulla base delle indicazioni dell'Unità di Crisi, ogni datore di lavoro ha posto in essere le misure e le azioni operative idonee rispetto alla propria unità produttiva tenuto conto delle specificità degli ambienti di lavoro, per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus. I principali filoni di attività sono stati: (i) comunicazione, informazione e formazione; (ii) igiene e prevenzione; (iii) gestione e utilizzo DPI (Dispositivi di protezione individuale); (iv) sanificazione degli ambienti di lavoro; (v) riorganizzazione delle modalità di

lavoro e lavoro agile; (vi) accesso ai luoghi di lavoro e alle aree di aggregazione; (vii) gestione dei casi sospetti e casi confermati; (viii) sorveglianza sanitaria e tutela dei lavoratori fragili; (ix) mantenimento dei servizi essenziali e business continuity plan.

Nel 2021 tutte le attività sono proseguite con un importante ricorso allo smart working, modulando le presenze negli uffici in virtù dell'andamento della curva epidemiologica (con un range compreso tra 20% e 40% di presenze). Durante l'anno Eni ha mantenuto un dialogo costante con le organizzazioni sindacali attraverso l'organizzazione di Comitati-Covid, ai vari livelli dell'organizzazione aziendale, per l'implementazione di misure idonee alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e a garanzia della continuità operativa degli asset. Anche a livello internazionale il modello delle relazioni industriali è proseguito con l'aggiornamento costante e gli opportuni approfondimenti – operati in Comitati Covid ad hoc e nell'ambito del Comitato Ristretto CAE (Comitato Aziendale Europeo) – della situazione pandemica nei vari Paesi di presenza e delle principali evoluzioni dei business. Ulteriori azioni aggiuntive e complementari sono state attivate a supporto delle istituzioni sanitarie e importanti iniziative sono state messe in atto a favore delle persone Eni (si vedano le sezioni su Persone e Salute, pagg. 173-178) e a sostegno della Salute delle Comunità (si veda il capitolo Alleanze per lo sviluppo, pagg. 194-195). Infine, per maggiori informazioni sugli impatti della pandemia sull'andamento operativo di Eni si veda pagg. 97-98 e per gli impatti sugli indicatori non finanziari si vedano le sezioni Metriche e Commenti alle Performance delle varie tematiche trattate in DNF.



## Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016

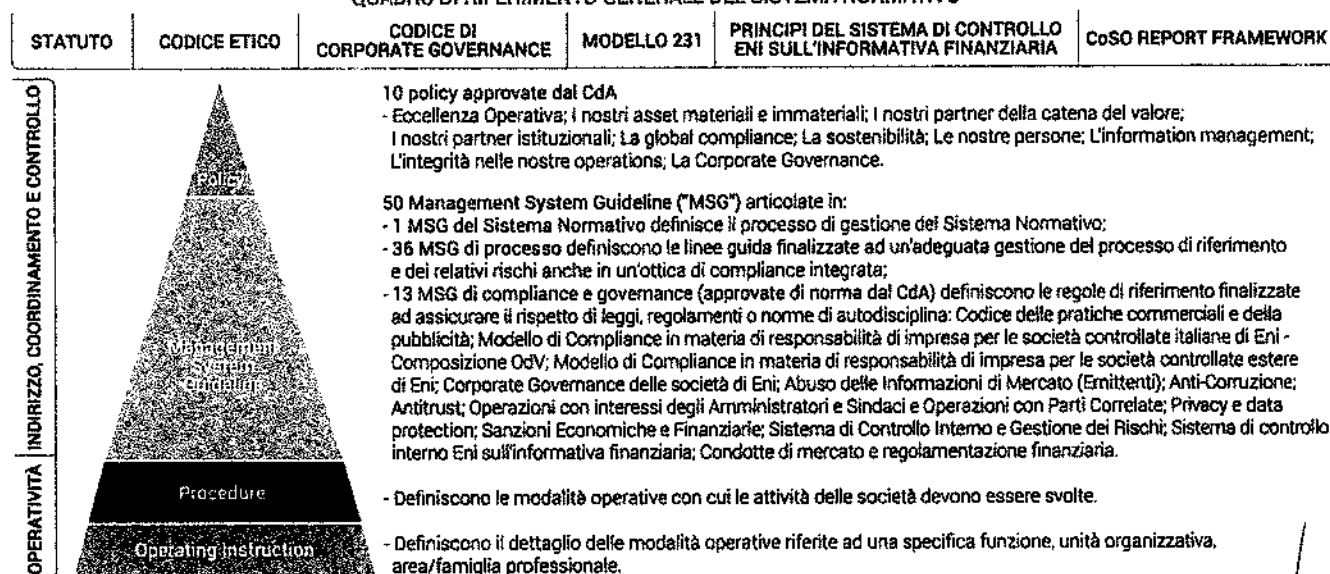
Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella mission e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione.

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una map-

pa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico e sul Codice di Corporate Governance 2020<sup>4</sup>, sul Modello 231<sup>5</sup>, sui principi SOA<sup>6</sup> e sul CoSO Report<sup>7</sup>.

Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

### QUADRO DI RIFERIMENTO GENERALE DEL SISTEMA NORMATIVO



- le Policy, approvate dal Consiglio di Amministrazione, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy, trasversali ai processi, sono focalizzate su un elemento chiave della gestione d'impresa; si applicano a Eni SpA e, previo recepimento, a tutte le società controllate;
- le Management System Guideline ("MSG") rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance e governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate, che ne assicurano il recepimento, salvo esigenze di deroga;
- le Procedure definiscono le modalità operative con cui le attività della società devono essere svolte. Descrivono compiti e responsabilità dei referenti organizzativi coinvolti, modalità di gestione e controllo e flussi di comunicazione. Regolamentano l'operatività anche al fine di perseguire gli obiettivi di com-

pliance alle normative locali. Il contenuto è definito nel rispetto delle Policy e delle MSG così come recepite dalle società.

- le Operating Instruction definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite ad una specifica funzione/unità organizzativa/area professionale o famiglia professionale, ovvero alle persone e funzioni Eni coinvolte negli adempimenti nelle stesse disciplinati.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Inoltre, nel 2020 Eni ha aggiornato il proprio Codice Etico in cui ha rinnovato i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione. Nella prima delle due tabelle successive (pagg. 160-161), oltre alle Policy e al Codice Etico, sono considerati anche altri documenti Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA. Nella seconda tabella (pagg. 162-163) sono invece riportati i modelli di gestione e organizzazione, tra cui sistemi di gestione, piani pluriennali, processi e gruppi di lavoro inter-funzionali.

(4) Il 23 dicembre 2020, il CDA di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021, per cui ruoli, responsabilità e strumenti normativi devono tenere conto delle nuove raccomandazioni in materia, nonché delle decisioni assunte dal CDA in merito alle modalità applicative delle stesse raccomandazioni.

(5) Il 18 novembre 2021, il CDA ha approvato una nuova versione del Modello 231 che - adeguando il documento alle modifiche intervenute nell'assetto organizzativo di Eni - razionalizza e valorizza il sistema di controllo interno e i vari compliance program che lo compongono in coerenza con le recenti best practice in materia. In particolare, anche attraverso un richiamo espresso alla DNF, tra i sistemi che trovano una ulteriore declinazione rafforzativa vi sono quelli afferenti alle aree del contrasto alla corruzione, alla protezione ambientale e alla sicurezza (temi presenti nel D.Lgs. 254/2016).

(6) Sarbanes-Oxley Act, Legge statunitense del 2002.

(7) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)" nel maggio 2013.

## Policy e posizioni pubbliche di Eni sulle tematiche del D.Lgs. 254/2016

**CAMBIAMENTO CLIMATICO**

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

**OBIETTIVO** ▶ Contrastare il cambiamento climatico**DOCUMENTI PUBBLICI**

Eni's responsible engagement on climate change within business association; Policy "La sostenibilità"; Posizione di Eni sulle biomasse; Piano strategico 2022-2025; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- ▶ Decarbonizzazione totale di tutti i prodotti e i processi entro il 2050 in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi;
- ▶ Assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni relativamente al posizionamento Eni in tema di cambiamento climatico e transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder;
- ▶ Sviluppare e implementare nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni climalteranti e la produzione più efficiente di energia;
- ▶ Assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura;
- ▶ Promuovere il ruolo delle Natural Climate Solutions come leva di compensazione delle emissioni GHG residue hard-to-abate;
- ▶ Garantire trasparenza nella rendicontazione dei temi connessi al cambiamento climatico.

**PERSONE**

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO** ▶ Valorizzare le persone Eni**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "Le nostre persone"; "L'integrità nelle nostre operations"; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Policy Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- ▶ Rispettare la dignità di ciascuno, valorizzando le diversità culturali, etniche, di genere, di età, di orientamento sessuale e le diverse abilità;
- ▶ Sostenere modelli organizzativi che valorizzino la cooperazione tra persone provenienti da culture, prospettive ed esperienze diverse;
- ▶ Fornire ai responsabili gli strumenti e il supporto per la gestione e lo sviluppo dei propri collaboratori;
- ▶ Identificare le conoscenze utili alla crescita aziendale e promuoverne la valorizzazione, lo sviluppo e la condivisione;
- ▶ Adottare sistemi di remunerazione equi che consentano di motivare e trattenere le persone con le competenze più adeguate alle esigenze del business;
- ▶ Vietare senza alcuna eccezione ogni forma di violenza e molestie sul lavoro all'interno della società.

**SALUTE E SICUREZZA**

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO** ▶ Tutelare la salute e la sicurezza delle persone di Eni e dei contrattisti**DOCUMENTI PUBBLICI**

"L'integrità nelle nostre operations"; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- ▶ La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario;
- ▶ Adottare misure di sicurezza volte a proteggere le persone e gli asset nel rispetto dei diritti umani delle comunità locali;
- ▶ Informare in modo chiaro e trasparente le nostre persone, la collettività e i nostri partner sulle necessarie misure preventive e protettive da attuare, per eliminare i rischi e le criticità dei processi e delle attività;
- ▶ Considerare requisito fondamentale la tutela della salute e promuovere il benessere psico-fisico delle sue persone;
- ▶ Rispettare i diritti delle persone e delle Comunità locali dei Paesi in cui opera, con particolare riferimento al massimo livello conseguibile di salute fisica e mentale.

**RISORSE E AMBIENTE**

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO** ▶ Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità"; "L'integrità nelle nostre operations"; "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici"; "Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO"; "Posizionamento di Eni sull'acqua"; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- ▶ Considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO e altre aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione (approccio "risk based");
- ▶ Assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali e sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali;
- ▶ Promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica;
- ▶ Ottimizzare il controllo e la riduzione delle emissioni in aria, acqua e suolo;
- ▶ Agire in modo sostenibile, minimizzando gli impatti ambientali e ottimizzando l'utilizzo delle risorse energetiche e naturali;
- ▶ Promuovere lo sviluppo scientifico e tecnologico finalizzato alla tutela dell'ambiente.

85011/472

**DIRITTI UMANI**

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO** ▶ Rispettare i diritti umani**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità"; "Le nostre persone"; "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice di condotta fornitori; Policy "Alaska Indigenous Peoples"; "Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro"; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- ▶ Rispettare i diritti umani nell'ambito delle attività aziendali e promuoverne il rispetto verso i dipendenti, i partner e gli stakeholder, anche attraverso attività di formazione e sensibilizzazione;
- ▶ Garantire un ambiente di lavoro sicuro e salubre e condizioni di lavoro in linea con gli standard internazionali e la Convenzione ILO n. 190 in materia di violenza e molestie sul luogo di lavoro;
- ▶ Considerare i diritti umani sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei progetti e rispettare i diritti peculiari delle popolazioni indigene e dei gruppi vulnerabili;
- ▶ Minimizzare la necessità di intervento delle forze di sicurezza pubblica e privata per la tutela delle persone e degli asset;
- ▶ Selezionare partner commerciali che rispettino il Codice di Condotta Fornitori Eni e che si impegnino nella prevenzione o mitigazione degli impatti sui diritti umani, rifiutare ogni forma di lavoro forzato e/o minorile.

**FORNITORI**

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO** ▶ Sviluppo della supply chain in ottica sostenibile**DOCUMENTI PUBBLICI**

Codice di condotta fornitori, posizione Eni sui Conflict Minerals; Policy "I nostri partner della catena del valore"; Codice Etico di Eni; Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani; Eni's Slavery and Human Trafficking Statement.

**PRINCIPI**

- ▶ Adottare processi accurati di qualifica, selezione e monitoraggio dei fornitori e partner, basati sui principi di trasparenza e integrità e non tollerare pratiche collusive, nel pieno rispetto della legalità;
- ▶ Definire e diffondere politiche, standard e regole che orientino l'azione dei fornitori e partner al rispetto dei Diritti Umani e dei principi di sostenibilità di Eni;
- ▶ Promuovere collaborazioni strategiche di lungo periodo basate su un approccio integrato, coordinato e trasparente, incoraggiando un'equa ripartizione dei rischi e delle opportunità;
- ▶ Sostenere la creazione di un luogo di lavoro responsabile, riconoscendo le diversità;
- ▶ Contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti;
- ▶ Supportare la transizione energetica low carbon salvaguardando l'ambiente e ottimizzando l'uso delle risorse.

**TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE**

ECCELLENZA OPERATIVA

**OBIETTIVO** ▶ Contrastare ogni forma di corruzione senza alcuna eccezione**DOCUMENTI PUBBLICI**

Management System Guideline "Anti-Corruzione"; "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"; Policy "I nostri partner della catena del valore"; Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy); Posizione di Eni sulla trasparenza contrattuale; Codice Etico di Eni.

**PRINCIPI**

- ▶ Svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi;
- ▶ Proibire la corruzione senza alcuna eccezione;
- ▶ Vietare di offrire, promettere, dare, pagare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura ad un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione attiva);
- ▶ Vietare di accettare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura da un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione passiva);
- ▶ Far rispettare a tutto il personale Eni e ai propri partner le normative in tema anti-corruzione.

**COMUNITÀ LOCALI**

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

**OBIETTIVO** ▶ Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire a uno sviluppo sostenibile anche attraverso partnership pubblico-private**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità"; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice Etico di Eni; "Alaska Indigenous Peoples".

**PRINCIPI**

- ▶ Creare opportunità di crescita e valorizzare le capacità delle persone e delle imprese nei territori in cui Eni opera;
- ▶ Coinvolgere le comunità locali al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo, anche con riferimento ai diritti umani;
- ▶ Identificare e valutare gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle attività di Eni, inclusi quelli sulle popolazioni indigene;
- ▶ Promuovere una consultazione preventiva, libera e informata, con le comunità locali;
- ▶ Cooperare alla realizzazione di iniziative volte a garantire uno sviluppo locale autonomo, duraturo e sostenibile.

## MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

CAMBIAMENTO CLIMATICO	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Assetto organizzativo</b> funzionale al processo di transizione energetica con due Direzioni Generali: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Natural Resources, per la valorizzazione sostenibile del portafoglio Upstream Oil &amp; Gas, per l'efficienza energetica e la cattura della CO<sub>2</sub>;</li> <li>• Energy Evolution, per l'evoluzione del business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green.</li> </ul> </li> <li>▶ <b>Funzione centrale</b> dedicata che sovrintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico;</li> <li>▶ <b>Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001</b>, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti Mid-Downstream e in fase di estensione a tutta Eni;</li> </ul>
PERSONE	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Processo di gestione e pianificazione occupazionale</b> funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali;</li> <li>▶ <b>Strumenti per la gestione e sviluppo</b> per coinvolgimento, crescita e aggiornamento professionale, scambio di esperienze inter-generazionali e inter-culturali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e professionale nelle aree tecniche core, valorizzazione e inclusione delle diversità;</li> <li>▶ Sviluppo di Strumenti Innovativi per la Gestione HR;</li> <li>▶ Supporto e sviluppo delle competenze distintive necessarie e coerenti con le strategie aziendali, focus su tematiche di transizione energetica e di digital transformation, anche tramite il ricorso a Faculty/Academy;</li> </ul>
SALUTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Sistema di salute</b> basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali;</li> <li>▶ <b>Medicina del lavoro</b> per la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, in relazione all'ambiente di lavoro, ai fattori di rischio professionali e alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa;</li> <li>▶ <b>Sistema di assistenza e promozione della salute</b> per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi;</li> </ul>
SICUREZZA	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Sistema di gestione integrato ambiente, salute e sicurezza</b> dei lavoratori certificato ai sensi della Norma OHSAS 18001/ISO 45001 con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative;</li> <li>▶ <b>Sistema di gestione della sicurezza di processo</b> con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset);</li> </ul>
RISPETTO PER L'AMBIENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Sistema di gestione integrato ambiente, salute e sicurezza</b>: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 o EMAS per la gestione ambientale;</li> <li>▶ <b>Applicazione processo ESHIA</b> (Environmental Social &amp; Health Impact Assessment) in tutti i progetti;</li> <li>▶ <b>Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze su specifiche tematiche ambientali ed energetiche</b>;</li> <li>▶ <b>Programma di Sustainable Procurement (JUST)</b>: insieme di iniziative per il coinvolgimento di tutta la filiera nella misurazione e gestione delle performance ESG della Supply Chain Eni;</li> <li>▶ <b>Analisi di circolarità sito-specifiche</b>: mappatura di elementi già presenti, misurazione e individuazione di possibili interventi di miglioramento;</li> </ul>
DIRITTI UMANI	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Processo di gestione dei Diritti Umani</b> regolato da uno strumento normativo interno allineato agli United Nations Guiding Principles (UNGPs);</li> <li>▶ <b>Attività inter-funzionali su Business e Diritti Umani</b> per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali;</li> <li>▶ <b>Analisi degli impatti sui diritti umani</b> (Human Rights Impact Assessment e Human Rights Risk Analysis) con un modello di prioritizzazione risk-based dei progetti industriali;</li> </ul>
FORNITORI	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Processo di Procurement Sostenibile</b> funzionale alla verifica del possesso da parte dei fornitori dei requisiti Eni su affidabilità, etica ed onorabilità, economica, tecnico-operativa, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e rispetto dei diritti umani ed eccellenza Tecnologico-Digitale;</li> </ul>
TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Modello 231</b>: definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori);</li> <li>▶ <b>Compliance Program Anti-Corruzione</b>: sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione;</li> <li>▶ <b>Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni SpA</b>: certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016;</li> <li>▶ <b>Unità anti-corruzione e anti-riciclaggio</b> collocata nella funzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD;</li> </ul>
COMUNITÀ LOCALI	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Referente di sostenibilità a livello locale</b>, che si interfaccia con la sede centrale per definire i programmi di sviluppo per le comunità locali (Local Development Programme) in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business;</li> <li>▶ <b>Applicazione processo ESHIA</b> (Environmental Social &amp; Health Impact Assessment) in tutti i progetti di business;</li> </ul>
INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ <b>Funzione Ricerca &amp; Sviluppo</b> centralizzata strutturata per garantire un rapido ed effettivo deployment delle tecnologie sviluppate;</li> <li>▶ <b>Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica</b> secondo le best practice (pianificazione e controllo per fasi secondo la maturità della tecnologia);</li> </ul>

85001/476

- **Organizzazione delle ricerca e sviluppo tecnologico** finalizzata alla realizzazione ed applicazione di tecnologie a bassa impronta carbonica, in piena integrazione con le fonti rinnovabili, all'utilizzo delle biomasse e alla valorizzazione dei materiali di scarto in riferimento alla loro possibile applicazione nel processo di ridefinizione del mix energetico, nonché allo sviluppo tecnologie per lo sfruttamento di nuove forme di energia o di vettori energetici a ridotta o nulla impronta carbonica.

- **Sistema di gestione della qualità della formazione** aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015;
- **Sistema di knowledge management** per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali;
- **Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale:** modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO (International Labour Organization) e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business;
- **Sistema di welfare** per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi al dipendente e familiari.

- **Preparazione e risposta alle emergenze sanitarie**, compresi i piani di risposta alle epidemie e pandemie;
- **Salute delle comunità e valutazione degli impatti sulla salute:** iniziative volte al mantenimento, protezione e/o miglioramento dello stato di salute delle Comunità e attività di Health Impact Assessment;
- **Promozione della salute** per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi;

- **Preparazione e risposta alle emergenze** con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente;
- **Sistema di gestione della sicurezza di prodotto** per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita;
- **Metodologia per l'analisi e la gestione del Fattore Umano nella prevenzione degli incidenti.**

- **Analisi Legislativa Ambientale Internazionale:** approfondimento delle legislazioni vigenti in ambito nazionale ed internazionale per matrice ambientale e definizione di un Ranking di sviluppo normativo per Paese analizzato;
- **Gruppi di lavoro** per la definizione del posizionamento strategico e degli obiettivi di Eni per la salvaguardia della risorsa idrica e della biodiversità;
- **Sviluppo di una metodologia unica e integrata** per l'analisi ambientale, la valutazione degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione, anche di tipo 231, applicabile in Italia e all'estero;
- **Environmental Golden Rules:** 4 principi e 6 regole d'oro per promuovere comportamenti virtuosi più consapevoli e responsabili, nei confronti dell'ambiente da parte dei dipendenti e dei fornitori di Eni.

- **Sistema di gestione della security** finalizzato a garantire il rispetto dei diritti umani in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità;
- **Processo di gestione delle segnalazioni (whistleblowing)** volto anche all'individuazione delle segnalazioni aventi ad oggetto fatti o comportamenti contrari (o in contrasto) con la responsabilità assunta da Eni di rispettare i diritti umani di singoli individui o di comunità e all'adozione di azioni volte a mitigare gli impatti;
- **Piano triennale di formazione e-learning** sulle principali aree di interesse sui diritti umani.

- **Programma di Sustainable Procurement (JUST):** insieme di iniziative per il coinvolgimento di tutta la filiera nella misurazione e gestione delle performance ESG della Supply Chain Eni;
- **Vendor Development:** unità dedicata allo sviluppo dei fornitori tramite la definizione di percorsi di crescita e trasformazione lungo le direttrici di "Transizione energetica e sostenibilità", "Solidità economico finanziaria" ed "Eccellenza Tecnologico digitale".

- **Partecipazione di Eni alle attività Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) a livello internazionale e, nell'ambito dei multistakeholder group locali di EITI, a livello locale** per promuovere un uso responsabile delle risorse, favorendo la trasparenza;
- **Modello di compliance Integrata:** definisce, per i vari ambiti di compliance, le attività a rischio valutandone, con un approccio preventivo, il livello di rischio, modulando in ottica risk based i controlli e monitorandone nel tempo l'esposizione.

- **Piattaforma Stakeholder Management System** finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder locali e dei grievance;
- **Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business** e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework).

- **Continuo aggiornamento delle procedure** relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali.

Salvato

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



## Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione






Per l'analisi e la valutazione dei rischi, Eni si è dotata di un Modello di Risk Management Integrato con l'obiettivo di consentire al management di assumere decisioni consapevoli con una visione complessiva e prospettica<sup>8</sup>. I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi prendendo in considerazione anche gli impatti sull'ambiente, su salute e sicurezza, gli impatti sociali e reputazionali. I risultati del risk assessment, inclusi i principali rischi ESG (Environmental, Social and Governance), vengono sottoposti con cadenza semestrale al Collegio Sindacale, al Comitato Controllo e Rischi e al CdA. Nell'attuale contesto, che vede ulteriormente accresciuta l'attenzione mondiale sui cambiamenti climatici e l'affermarsi di trend giurisprudenziali sulla responsabilità civile delle società per cambiamento climatico, il rischio climate change, già top risk, si mantiene rilevante anche alla luce dell'impegno del management a traghettare gli obiettivi di neutralità carbonica in linea con il contenimento della temperatura entro 1,5°C. Nonostante la progressione delle campagne vaccinali contribuisca a mitigare il rischio clinico, i tassi di copertura non omogenei e la diffusione di nuove varianti hanno fatto permanere tra i Top Risk il rischio biologico, valutato sia come rischio sulla salute delle


persone sia come rischio sistemico in grado di influenzare il portafoglio rischi Eni nel suo insieme e, in particolare, i rischi di mercato, Paese e operativi. Nella tabella sottostante si riporta una vista sintetica dei rischi ESG di Eni classificati in funzione degli ambiti del Decreto Legislativo 254/2016. Per ogni evento di rischio sono riportati la tipologia di rischio – top risk e non – e i riferimenti di pagina dove sono esposte le principali azioni di trattamento.

Per i potenziali effetti della crisi Russia-Ucraina si rinvia al paragrafo Possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina della Relazione sulla gestione.

Nel nuovo scenario internazionale, la strategia di Eni è volta a garantire la sicurezza e la sostenibilità del sistema energetico mantenendo tuttavia una netta focalizzazione su una transizione energetica equa e sulla creazione di valore per gli stakeholder. A tal proposito durante il Capital Markets Day del 18 marzo 2022, Eni ha infatti annunciato che intende accelerare il percorso verso le zero emissioni assolute nette Scope 1+2+3 con nuovi obiettivi di riduzione del -35% entro il 2030 e del -80% entro il 2040 rispetto al 2018. Per ulteriori informazioni si veda la sezione Neutralità carbonica al 2050.

### MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
<b>RISCHI TRASVERSALI</b>	► Rischi connessi alle attività di ricerca e sviluppo		DNF - Neutralità carbonica, pagg. 166-172; Sicurezza, pagg. 179-180; Rispetto per l'ambiente, pagg. 180-186.
	► Cyber Security		RFA - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischio cyber security, pagg. 153-154
	► Rapporti con gli stakeholder locali		RFA - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischio Paese, pagg. 134-136; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 141-143
	► Instabilità politica e sociale e Global security risk		DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 194-195 RFA - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischio Paese, pagg. 134-136
 <b>NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050</b>	<b>CAMBIAMENTO CLIMATICO</b> Art. 3.2, commi a) e b)		
	► Rischio Climate Change - rischi connessi alla transizione energetica - rischi fisici		RFA - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 143-144; Rischio climate change, pagg. 136-141  DNF - Neutralità carbonica al 2050 (risk management), pagg. 166-172

 Top risk

(8) Per maggiori informazioni si veda il capitolo Risk Management Integrato a pagg. 28-33.

850001/476

165

## MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL  
D.LGS. 254/2016

## EVENTO DI RISCHIO

TOP  
RISKPRINCIPALI AZIONI  
DI TRATTAMENTO

## ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE  
Art. 3.2, commi  
c) e d)

- Rischio Biologico ovvero diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business

RFA - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 141-143; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 143-144; Effetti della pandemia COVID-19, pagg. 97-98

- Rischi su **salute e sicurezza** delle persone:
  - Infortuni a lavoratori e contrattisti
  - Incidenti di process safety e asset integrity

DNF - Persone, pagg. 173-178, Sicurezza, pag. 179-180

- Rischi connessi al **portafoglio competenze**

- **Blow out**

RFA - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 141-143; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 143-144; Evoluzione della regolamentazione ambientale pagg. 144-148; Rischio idrico pagg. 148-149; Gestione emergenze e spill pagg. 149-150

- Incidenti di process safety e asset integrity

- **Rischio normativo settore energy**

- **Permitting**

DNF - Rispetto per l'ambiente, pagg. 180-186

- **Rischi in materia ambientale** (es. scarsità idrica, oil spill, rifiuti, biodiversità)

RISPETTO  
PER L'AMBIENTE  
Art. 3.2, commi  
a), b) e c)DIRITTI UMANI  
Art. 3.2, comma e)

- Rischi connessi alla violazione dei diritti umani (diritti umani nella catena di fornitura, diritti umani nella security, diritti umani nel posto di lavoro, diritti umani nelle comunità locali)

DNF - Diritti Umani (gestione dei rischi), pagg. 186-189

FORNITORI  
Art. 3.1, comma c)

- Rischi connessi alle attività di procurement

DNF - Fornitori (gestione dei rischi), pag. 190-191

TRASPARENZA,  
LOTTA ALLA  
CORRUZIONE  
E STRATEGIA  
FISCALE  
Art. 3.2, comma f)

- Indagini e contenziosi in materia:
  - Ambiente, salute e sicurezza
  - Corruzione

RFA - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pagg. 153

- Rischi connessi alla Corporate Governance

RCG - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi


DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 191-193

ALLEANZE  
PER LO SVILUPPOCOMUNITÀ  
Art. 3.2, comma d)

- Rischi connessi al local content

RFA - Risk Management Integrato, pagg. 28-33; Rischio Paese, pagg. 134-136; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 141-143

DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. 194-195

 Top risk



## NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050



Eni, consapevole dell'emergenza climatica in atto, vuole essere parte attiva di un percorso virtuoso del settore energetico di contributo alla neutralità carbonica entro il 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso la piena implementazione delle raccomandazioni della Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD) del Financial Stability Board, che Eni ha adottato sin dal 2017, primo anno di rendicontazione utile.

**Leadership nella disclosure** – La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2021, nella fascia di leadership del programma CDP Climate Change. Il punteggio ottenuto da Eni, pari ad A-, risulta superiore alla media globale attestata sullo score B<sup>9</sup>. Inoltre, nel 2021, TPI<sup>10</sup> ha attribuito ad Eni la massima valutazione relativa alla management quality nella valutazione strategica dei rischi e delle opportunità legate al clima, ed ha riconosciuto, per la prima volta nella valutazione relativa alla carbon performance, l'allineamento dei target emissivi di lungo termine all'obiettivo più ambizioso dell'Accordo di Parigi di limitare l'innalzamento della temperatura media globale a 1,5°C entro la fine del secolo. Nello stesso anno, la ricerca di Carbon Tracker<sup>11</sup> sulle Integrated Energy Companies (IEC) ha collocato Eni prima tra i peer grazie alla completezza della metodologia di contabilizzazione delle emissioni GHG, dei target intermedi di medio-lungo termine e del perimetro di contabilizzazione delle emissioni esteso a tutta la compagnia.

**Impegno nelle partnership** – Le partnership sono uno degli elementi chiave del percorso di decarbonizzazione di Eni, che da sempre collabora con il mondo accademico, la società civile, le istituzioni e le imprese per favorire la transizione ener-

getica. L'AD di Eni siede nello Steering Committee della "Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI). Costituita nel 2014 da 5 società Oil & Gas, tra cui Eni, OGCI conta oggi dodici società che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Per rafforzare il proprio impegno nella riduzione delle emissioni GHG, OGCI ha comunicato nel 2021 il nuovo target collettivo di Net Zero Operations<sup>12</sup>, che si aggiunge ai target di riduzione dell'intensità emissiva GHG e dell'intensità di metano degli asset Upstream, annunciati rispettivamente nel 2020 e nel 2018. Inoltre, è proseguito l'impegno di Eni nel fondo d'investimento congiunto che ha raggiunto oltre 1 miliardo di dollari, finalizzato allo sviluppo di tecnologie per ridurre le emissioni GHG dell'intera filiera energetica su scala globale e nell'iniziativa CCUS KickStarter, lanciata nel 2019 per promuovere la commercializzazione su larga scala della tecnologia di Cattura, Uso e Stoccaggio della CO<sub>2</sub> (CCUS). Eni promuove inoltre la necessità di omogeneizzare le metodologie utilizzate per il reporting delle emissioni GHG al fine di rendere comparabili le performance e i target di decarbonizzazione del settore Oil & Gas. A tal fine, Eni partecipa al tavolo tecnico della Science Based Target initiative (SBTi), per la definizione di linee guida e standard applicabili al settore per stabilire target di decarbonizzazione in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

L'informativa sulla Neutralità Carbonica al 2050 è strutturata secondo le quattro aree tematiche TCFD: Governance, Risk management, Strategia e Metriche e Target. Nel 2021 Eni è stata riconosciuta dalla TCFD<sup>13</sup> come best practice per la disclosure in merito ai potenziali impatti dei rischi connessi al climate change sul proprio portafoglio. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa si rimanda al report Eni for 2021 – Neutralità Carbonica al 2050<sup>14</sup>; ulteriori approfondimenti saranno disponibili nella risposta Eni al questionario CDP Climate Change 2022.

(9) In una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo).

(10) Transition Pathway Initiative, iniziativa globale guidata da investitori che valuta il progresso delle compagnie nella transizione low carbon. Il report pubblicato a novembre 2021 costituisce un aggiornamento della valutazione TPI pubblicata nel 2020.

(11) Think tank finanziario indipendente che da anni conduce analisi per valutare l'impatto della transizione energetica sulle aziende carbon intensive e sui mercati finanziari.

(12) Riferito alle emissioni Scope 1+2 degli asset operati, entro i termini stabiliti dall'Accordo di Parigi.

(13) Guidance on Metrics, Targets, and Transition Plans, pag. 52, TCFD 2021.

(14) Tale report sarà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti.

8 5 3 1 / 478

167

RACCOMANDAZIONI TCFD		RPA 2021	REPORT DI SOSTENIBILITÀ 2021 <sup>(*)</sup>
		Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario	Addendum Eni For - Neutralità Carbonica al 2050
<b>GOVERNANCE</b>			
Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.	a) Sorveglianza da parte del CdA		✓
	b) Ruolo della direzione	✓ Elementi chiave	✓
<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.	a) Rischi e opportunità legati al clima		✓
	b) Incidenza dei rischi e delle opportunità legati al clima	✓ Elementi chiave	✓
	c) Resilienza della strategia		✓
<b>RISK MANAGEMENT</b>			
Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.	a) Processi di individuazione e valutazione		✓
	b) Processi di gestione	✓ Elementi chiave	✓
	c) Integrazione nella gestione complessiva dei rischi		✓
<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.	a) Metriche utilizzate		✓
	b) Emissioni GHG	✓ Elementi chiave	✓
	c) Target		✓

(\*) Il report verrà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti 2022.

## GOVERNANCE

**Ruolo del CdA.** La strategia di decarbonizzazione di Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica. A partire dal 2014, il CdA è supportato, nello svolgimento delle proprie attività, dal Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) con cui approfondisce, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine. Nel corso del 2021 il CSS ha approfondito in tutte le sedute temi connessi al cambiamento climatico, tra cui l'aggiornamento sulle attività della CFO Taskforce for the SDG, la filiera e le tecnologie dell'idrogeno, la piattaforma Open-es<sup>(15)</sup>, le attività forestry, il carbon pricing, l'impegno di Eni per la salvaguardia della risorsa idrica, i risultati di Eni negli indici e nei rating ESG (o rating di sostenibilità), le risoluzioni sul clima e le disclosure assembleari dei peer di riferimento con un focus su "Say on climate"<sup>(16)</sup>, gli approfondimenti sulle attività di Carbon Capture and Storage (CCUS) e i diritti umani<sup>(17)</sup>.

A partire dal 2019, il CdA esamina ed approva il Piano di pre-medio, lungo termine di Eni, finalizzato a garantire la sostenibilità del portafoglio dei business in un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico Quadriennale. Inoltre, con riferimento alla composizione del Consiglio, si segnala che sulla base dell'autovalutazione condotta, circa l'80% dei Consiglieri ha espresso il proprio giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio – intese in termini di conoscenze, esperienze e competenze (con particolare riguardo ad attività di consulenza, formazione e pubblicazione in campo energetico e ambientale, partecipazione a organismi governativi e non governativi, nazionali e internazionali, che si occupano di tali tematiche) – e sul contributo Individuale che i singoli Consiglieri ritengono di apportare al CdA in materia di sostenibilità, ESG e transizione energetica. È riconosciuto unanimemente l'impegno e il commitment dell'intero Consiglio sui temi della transizione energetica, del cambiamento climatico, della sostenibilità ed ESG, nonché lo specifico supporto del Comitato Sostenibilità e Scenari – in ragione delle sue specifiche funzioni, in termini di qualità e profondità della discussione sia sui temi ESG e della sostenibilità che su quelli

(15) Per maggiori informazioni <https://www.openes.io/it>.

(16) Say on climate: la campagna "Say On Climate", nata a fine 2020, chiede alle aziende di mettere al voto consultivo dell'assemblea degli azionisti il loro Climate Action Plan.

(17) Per approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2021.

relativi alla transizione energetica e dei cambiamenti climatici – con spinta a mantenere continuità di formazione e confronto su questi temi, che vengono unanimemente visti in crescita prospettica, insieme ai temi di strategia e di business. Subito dopo la nomina del Consiglio e del Collegio Sindacale è stato realizzato un programma di formazione (cd. "board induction") per amministratori e sindaci che ha riguardato, tra l'altro, tematiche relative al percorso di decarbonizzazione e alla sostenibilità ambientale e sociale delle attività di Eni. L'esposizione economico-finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit, elaborato sull'ipotesi dell'introduzione di una carbon tax in linea con lo IEA<sup>(18)</sup> Sustainable Development Scenario (SDS). Dal 2021, lo scenario NZE (Net Zero Emissions) della IEA è incluso tra gli scenari per le valutazioni di portafoglio (cfr. pagine 136-141, par. "Rischio Climate Change"). Infine, il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

**Ruolo del management.** Tutte le strutture aziendali sono coinvolte nella definizione o attuazione della strategia di neutralità carbonica che si riflette nell'assetto organizzativo di Eni con le due Direzioni Generali: Natural Resources, attiva nella valorizzazione sostenibile del portafoglio Upstream Oil & Gas, nella commercializzazione del gas all'ingrosso, nelle iniziative in ambito Natural Climate Solutions e progetti di stoccaggio della CO<sub>2</sub>, ed Energy Evolution, attiva nell'evoluzione dei business di generazione, e nella trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green, anche attraverso la fusione dei business retail e rinnovabili. Dal 2019 le tematiche relative alla strategia sul clima sono parte della pianificazione di lungo termine e gestite dall'area CFO attraverso strutture dedicate con lo scopo di sovrintendere al processo di definizione della strategia climatica Eni e del relativo portafoglio di iniziative, in linea con gli accordi internazionali sul clima. L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica 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, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022 prevede uno specifico obiettivo su temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato sui traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione, transizione energetica e all'economia circolare, in coerenza con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento 2021 (IBT) è strettamente connesso alla strategia aziendale in quanto orientato a misurare il raggiungimento degli obiettivi annuali in coerenza con i nuovi obiettivi di decarbonizzazione di Eni. In particolare, viene

utilizzato l'indicatore di riduzione dell'intensità emissiva Upstream su base equity che include le emissioni indirette (c.d. Scope 2) e le attività non operate. A partire dal 2021, il piano IBT include anche l'indicatore di capacità installata incrementale delle fonti rinnovabili, in sostituzione dell'indicatore relativo alle risorse esplorative, a sostegno della strategia relativa alla transizione energetica. Ciascuno di questi indicatori è assegnato all'AD con un peso del 12,5% e a tutto il management aziendale secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite.

## RISK MANAGEMENT

Il processo per identificare e valutare i rischi e le opportunità climate-related è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni sviluppato per assicurare che il management prenda decisioni che tengano conto dei rischi correnti e potenziali, anche di medio e lungo termine, in un'ottica integrata, complessiva e prospettica. Alla luce del legame tra la gestione dei rischi e delle opportunità e gli obiettivi strategici di Eni, il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano quadriennale di Eni, obiettivi e azioni con valenza di de-risking, e prosegue con il sostegno all'attuazione dei suddetti piani attraverso periodici cicli di risk assessment e monitoraggio. Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio-lungo termine. I rischi sono:

- ▶ valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio;
- ▶ rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

**Principali rischi e opportunità.** I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando gli aspetti individuati nelle raccomandazioni della TCFD, che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa legale e tecnologica e aspetti reputazionali) sia al rischio fisico (acuto e cronico) connesso al cambiamento climatico. L'analisi è svolta con un approccio integrato e trasversale che coinvolge funzioni specialistiche e linee di business, includendo valutazioni di rischi e opportunità correlati.

**Scenario di mercato.** Il panorama energetico mondiale si trova ad affrontare importanti sfide nei prossimi anni, dovendo bilanciare la crescita dei consumi di energia e l'urgenza di fronteggiare il cambiamento climatico. Per modellare l'evoluzione del sistema energetico in ragione di tali sfide, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) sviluppa una serie di scenari di riferimento, tra cui lo Stated Policies Scenario (STEPS) e l'Announced Pledges Scenario

(18) International Energy Agency.



(APS)<sup>19</sup> e scenari decarbonizzati che identificano, con una logica backcasting<sup>20</sup>, le azioni necessarie al raggiungimento dei principali obiettivi energetici di sviluppo sostenibile (tra cui il pieno accesso all'energia e il contenimento dell'incremento della temperatura media globale). Tra questi, nel Sustainable Development Scenario (SDS), considerato da Eni come principale riferimento per valutare i rischi e le opportunità connessi alla transizione energetica, la domanda globale di energia al 2040 è prevista in calo rispetto ad oggi (-5,3% vs. 2019). Il mix energetico si modificherà a favore delle fonti low carbon, con una quota crescente di nucleare e di fonti intermittenti che passeranno da circa il 2% al 17% nel 2040 e al 26% nel 2050. Le fonti fossili manterranno ancora un ruolo importante nel mix energetico (Oil & Gas pari al 40% del mix nel 2040 vs. 53% nel 2020). In particolare, il gas naturale contribuirà per circa il 20% nel mix energetico sia in virtù del minore impatto ambientale e della maggiore efficienza rispetto agli altri combustibili fossili che delle migliori prospettive future per l'integrazione con le fonti rinnovabili. In tale scenario, sebbene la domanda di petrolio sia prevista scendere in maniera drastica (fino a 47 Mb/g al 2050 vs. 97 Mb/g del 2019), rimane la necessità di investimenti upstream per compensare il calo della produzione dai campi esistenti, anche se permane un'incertezza legata all'influenza che evoluzioni normative e breakthrough tecnologici potrebbero avere sullo scenario.

Nel 2021 la IEA ha sviluppato, per la prima volta, un percorso volto a raggiungere la neutralità carbonica al 2050, in linea con un aumento della temperatura di 1,5°C entro la fine del secolo (NZE2050). Tale percorso si basa su leve come l'elettrificazione, l'efficienza e un cambiamento radicale dei comportamenti da parte dei consumatori che richiedono un cambio immediato del paradigma energetico. Secondo il NZE2050, nei prossimi dieci anni, la riduzione delle emissioni potrà avvenire con tecnologie esistenti e già affermate sul mercato, ma nel 2050 si dovranno anche utilizzare soluzioni che, in questo momento, sono ancora in fase di prototipo o dimostrativo e non ancora diffuse su vasta scala. Al 2040 la domanda energetica globale sarà inferiore rispetto ad oggi (-13% vs. 2019), pur a fronte di un'economia globale prevista raddoppiare e di una popolazione in crescita di 2 miliardi.

**Evoluzione normativa.** L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sull'evoluzione del portafoglio di business Eni. In particolare, nel corso della COP26, è stato definito un pacchetto di decisioni (Glasgow Climate Act) che rappresenta un importante passo avanti nelle negoziazioni sul clima. Tra gli elementi più rilevanti, si riconosce l'importanza di limitare l'incremento della temperatura a 1,5°C entro fine secolo rispetto all'epoca preindustriale, e a tal fine è stato definito un obiettivo di riduzione delle emissioni globali di CO<sub>2</sub> del 45% al 2030 vs. 2010, riguardando il net zero "intorno alla metà del secolo". Al

contempo, diversi Paesi hanno annunciato impegni di net zero che ad oggi coprono oltre il 90% delle emissioni mondiali. In tale contesto, anche l'UE si è impegnata per il raggiungimento della neutralità carbonica al 2050 e ha innalzato dal 40% al 55% il proprio obiettivo di riduzione delle emissioni GHG al 2030, rendendolo vincolante con la Climate Law approvata a giugno 2021. Lo stesso anno, la Commissione europea ha pubblicato il pacchetto Fit for 55, con cui rivede le principali direttive sul clima in linea con il nuovo obiettivo al 2030, all'interno di una più ampia revisione delle proprie policy climatiche (i.e. regolamento UE sulla tassonomia e hydrogen and decarbonised gas package). **Rischio legale.** Alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti, giudiziali e non, nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, tra cui società Eni, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani, nonché per pratiche di cd. "greenwashing"<sup>21</sup>. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente sui temi del climate change, dei diritti umani e della comunicazione ambientale che rappresentano parte integrante della propria strategia e quindi sono oggetto di comunicazione agli stakeholder. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità con iniziative sui temi di governance, dialogo con gli investitori e campagne mirate di comunicazione, adesione ad iniziative e partnership internazionali.

**Evoluzione tecnologica.** La necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, la produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. In tal modo si potrà ambire a una rapida e realistica transizione da uno scenario prevalentemente fossile ad uno a bassa impronta carbonica. Inoltre, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili e nel campo delle attività bio costituisce una leva chiave per la trasformazione industriale del business Eni. La ricerca scientifica e tecnologica è dunque una delle leve su cui si basa la strategia di decarbonizzazione di Eni e gli ambiti di azione sono descritti nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

**Reputazione.** Campagne mediatiche di sensibilizzazione da parte di ONG e altre organizzazioni ambientaliste, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, class action di gruppi di stakeholder, sono sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. Nel 2020, accogliendo le richieste di alcuni investitori, Eni ha pubblicato le proprie linee guida sull'engagement responsabile in materia di cambiamenti climatici all'interno delle associazioni di impresa, impegnandosi a verificare periodicamente la coe-

(19) Lo STEPS include tutte le politiche attuate e programmate dai Governi, mentre l'APS considera il raggiungimento nei tempi previsti di tutti gli obiettivi net zero annunciati dai Governi.

(20) Scenario a obiettivo definito.

(21) Per dettagli sui procedimenti si veda a pagg. 298-307 la sezione "Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa".

8599 1/481

renza tra le proprie posizioni di advocacy climatica ed energetica e le posizioni delle associazioni di categoria di cui fa parte.

**Rischi fisici.** L'intensificarsi di fenomeni meteorologici estremi/cronici nel medio-lungo periodo potrebbe determinare danni ad impianti ed infrastrutture, con conseguente interruzione delle attività industriali ed incremento dei costi di ripristino e manutenzione. Per quanto riguarda i fenomeni estremi, come uragani o tifoni, l'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di alto rischio. Relativamente ai fenomeni più gradualisti, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno viene valutata attraverso analisi specifiche, come nel caso degli asset Eni nella zona del Delta del Nilo, dove l'impatto risulta comunque limitato ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare interventi di adattamento per contrastare il fenomeno. Parallelamente all'impegno per assicurare l'integrità delle proprie operazioni, Eni è attiva sul tema dell'adattamento ai Cambiamenti Climatici anche per gli impatti socio-economici e ambientali nei Paesi ove Eni opera. A tal fine, Eni ha finalizzato nel 2021 un progetto dedicato alla valutazione dei principali rischi/opportunità connessi ai Cambiamenti Climatici, svolto in collaborazione con FEEM (Fondazione Eni Enrico Mattei) e IDM (Istituto Di Management) di Pisa, che ha portato all'elaborazione di linee guida e misure che costituiranno un supporto metodologico per l'identificazione e l'attuazione di azioni di adattamento nei Paesi di interesse di Eni.

## STRATEGIA E OBIETTIVI

Consapevole dell'emergenza climatica in atto, Eni vuole essere parte attiva del percorso di transizione del settore energetico con una strategia di lungo termine che traguarderà la neutralità carbonica nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo. Nel 2022 Eni ha accelerato la propria strategia di trasformazione che farà leva sull'integrazione di tecnologie, nuovi modelli di business e stretta collaborazione con gli stakeholder per sviluppare un'offerta sempre più ampia di soluzioni decarbonizzate per i propri clienti. Il percorso di decarbonizzazione di Eni verso il net zero al 2050 si declina attraverso chiari obiettivi inclusivi di tutte le emissioni GHG Scope 1+2+3, integrati e rafforzati da nuovi target di breve e medio termine che confermano l'impegno di Eni ad allineare ulteriormente la traiettoria di riduzione agli scenari 1,5°C:

- ▶ -35% delle Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) @2030 vs. 2018, -55% @2035 e -80% @2040;
- ▶ -15% della Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -50% @2040;
- ▶ Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1+2) @2030, con nuovo target di riduzione del 65% @2025 vs. 2018;
- ▶ Net Zero Carbon Footprint Eni (Scope 1+2) anticipato al 2035, con nuovo target di riduzione del 40% @2025 vs. 2018.

Le emissioni residue verranno compensate attraverso offset, principalmente da Natural Climate Solutions, che con-

tribuiranno per circa il 5% della riduzione complessiva delle emissioni di filiera al 2050.

Gli obiettivi di decarbonizzazione di Eni sono infatti sostenuti da un piano di trasformazione industriale progettato su soluzioni concrete ed economicamente fattibili, trainate da soluzioni tecnologiche già disponibili:

- ▶ riduzione della produzione di idrocarburi nel medio termine, con crescita progressiva della componente gas, che traguarderà più del 90% al 2050;
- ▶ conversione della raffinazione tradizionale attraverso hub di economia circolare, con incremento della capacità di raffinazione "bio" a 6 milioni di tonnellate entro il 2035, palm oil free a partire dal 2023;
- ▶ progressivo incremento dell'offerta di elettricità green di Plenitude nell'ambito di una crescita della base clienti a 15 milioni con oltre 15 GW di capacità rinnovabile installata entro il 2030, per arrivare a 60 GW al 2050;
- ▶ sviluppo di business per la mobilità sostenibile con 30.000 punti di ricarica EV al 2025 e circa 160.000 al 2050;
- ▶ progressivo aumento della produzione di nuovi vettori energetici, tra cui idrogeno, che contribuirà per circa 4MTPA dal 2050, e fusione magnetica, con il primo impianto operativo atteso tra 10 anni;
- ▶ sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> per le emissioni hard-to-abate da siti industriali Eni e di terzi, arrivando ad una capacità di stoccaggio di oltre 50 MtCO<sub>2</sub> nel 2050.

L'evoluzione verso un portafoglio di prodotti totalmente decarbonizzati sarà supportata da una progressiva crescita della quota di investimenti dedicati a nuove soluzioni energetiche e servizi, che raggiungerà il 30% degli investimenti complessivi nel 2025, il 60% nel 2030 e fino all'80% nel 2040. In dieci anni, queste attività genereranno un Free Cash Flow positivo e raggiungeranno il 75% di contributo al flusso di cassa del gruppo dal 2040. Eni ha pianificato per il prossimo quadriennio 2022-25 investimenti in decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili pari a circa €9,7 miliardi, incluse le attività di ricerca scientifica e tecnologica di supporto. Eni si impegna inoltre ad allineare i piani e le decisioni di investimento alla strategia di decarbonizzazione, riducendo progressivamente la quota di spesa dedicata alle attività O&G, selezionando i progetti di investimento secondo rigide soglie emissive ed eliminando gradualmente gli investimenti in attività o prodotti "unabated" come condizione necessaria per raggiungere la neutralità carbonica entro la metà del secolo. Il piano di decarbonizzazione è integrato nella strategia di finanziamento di Eni, che allinea sostenibilità economica ed ambientale, e ha visto nel 2021 l'emissione del primo sustainability-linked bond del settore O&G, il cui tasso d'interesse è connesso agli obiettivi di transizione energetica annunciati dall'azienda.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Eni è storicamente impegnata nella riduzione delle proprie emissioni GHG dirette ed è stata tra i primi del settore a definire, a partire dal 2016, una serie di obiettivi volti a migliorare le performance

relative alle emissioni GHG degli asset operati, con indicatori specifici che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG in atmosfera. A questi si sono aggiunti nel 2020 gli indicatori contabilizzati su base equity, che fanno riferimento ad una metodologia di contabilizzazione GHG distintiva che considera tutti i prodotti energetici gestiti dai vari business Eni, inclusi gli acquisti da terzi, e tutte le emissioni che essi generano lungo l'intera filiera (Scope 1+2+3), secondo un approccio well-to-wheel. Gli indicatori risultanti tracciano così il percorso di Eni verso la neutralità carbonica sia in termini assoluti (Net GHG Lifecycle Emissions) che di intensità (Net Carbon Intensity).

Di seguito sono riportate le performance degli indicatori relativi ai target di medio lungo termine.

**Net Zero GHG Lifecycle Emissions al 2050:** l'indicatore fa riferimento a tutte le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 associate alle attività e i prodotti energetici venduti da Eni, lungo la loro catena del valore e al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2021 è in aumento principalmente in relazione alla ripresa delle attività in seguito ad emergenza sanitaria e maggiori vendite di prodotti Oil & Gas retail.

**Net Zero Carbon Intensity al 2050:** l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo la catena del valore dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi. Nel 2021 si riduce del 2% rispetto al 2020 grazie all'aumento del gas nel mix energetico e il ruolo degli offset.

Tali metriche sono integrate da specifici indicatori per il monitoraggio delle emissioni operative:

**Net Zero Carbon Footprint Upstream al 2030:** l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 provenienti dagli asset upstream operati da Eni e da terzi, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2021 l'indicatore è sostanzialmente stabile in quanto il lieve aumento di emissioni è stato bilanciato dalla maggiore compensazione tramite crediti forestali per 2 MtCO<sub>2</sub>eq.

**Net Zero Carbon Footprint Eni al 2035:** l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 dalle attività operate da Eni e da terzi, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2021 l'indicatore è sostanzialmente stabile in quanto il lieve aumento di emissioni è stato bilanciato dalla maggiore compensazione tramite crediti forestali per 2 MtCO<sub>2</sub>eq.

Con riferimento specifico agli **obiettivi di decarbonizzazione di breve termine**, definiti per gli asset operati e contabilizzati al 100%, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2021 e dello stato di avanzamento rispetto ai target.

**Riduzione dell'indice di intensità emissiva GHG upstream del 43% entro il 2025 vs. 2014:** l'indice di intensità GHG upstream,

espresso come rapporto tra emissioni dirette Scope 1 e produzione lorda operata, nel 2021 risulta sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente. L'andamento dell'indice è correlato ad un aumento delle emissioni principalmente legato a shutdown di emergenza in Nigeria ed Angola e la ripresa delle attività onshore in Libia, parzialmente compensato dalla riduzione delle emissioni fuggitive ed una generale ottimizzazione dei consumi. Nel 2021 l'indice ha registrato un valore pari a 20,2 tonCO<sub>2</sub>eq./mgl boe, in aumento dell'1% rispetto al 2020. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 25% ed in linea con l'obiettivo al 2025.

**Zero gas flaring di routine entro il 2025** negli asset upstream: nel 2021 i volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine sono stati pari a 1,16 miliardi di Sm<sup>3</sup>, in aumento del 12% rispetto al 2020, principalmente a causa della ripresa delle attività presso gli impianti di Abu-Attifel ed El Feel in Libia, rimasti fermi per quasi tutto il 2020. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è del 31%, in linea con l'obiettivo al 2025.

**Riduzione delle fuggitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014:** nel 2021 le emissioni fuggitive di metano upstream sono risultate pari a 9,2 ktCH<sub>4</sub>, in riduzione del 18% rispetto al 2020 grazie al monitoraggio e le manutenzioni effettuate nell'ambito delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair - LDAR) che vengono svolte con cadenza periodica. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 92%, confermando il raggiungimento già a partire dal 2019 del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.

**Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 dell'indice di efficienza operativa:** il target estende l'impegno di riduzione GHG (Scope 1 e Scope 2) a tutte le aree di business con un indice complessivo Eni che nel 2021 è stato pari a circa 32 tonCO<sub>2</sub>eq./mgl boe, in lieve aumento rispetto al 2020, principalmente in virtù della ripresa delle attività, non ancora a regime. Questo effetto è stato parzialmente controbilanciato dai progetti di efficienza energetica avviati o andati a regime nel corso dell'anno.

Nel 2021 Eni ha proseguito il proprio piano di investimenti sia in progetti volti direttamente all'incremento dell'efficienza energetica negli asset (€10 mln) sia in progetti di sviluppo e revamping con significative ricadute sulla performance energetica delle attività.

Complessivamente, **le emissioni dirette di GHG derivanti dalle attività operate da Eni** nel 2021 sono state pari a 40,1 mln ton CO<sub>2</sub>eq., in aumento del 6% rispetto al 2020 principalmente per effetto della ripresa delle attività nei settori upstream e trasporto gas, power e chimica.

Il business delle Rinnovabili nel 2021 è cresciuto in misura significativa, raggiungendo una capacità installata da fonti rinnovabili pari a 1.188 MW (più che triplicando il risultato del 2020). Tale accelerazione, ottenuta principalmente a seguito

85991/483

delle recenti acquisizioni in Europa e negli Stati Uniti, è stata compiuta anche nella più ampia ottica di integrazione con il business retail di Plenitude, al fine di sfruttare tutte le possibili sinergie tra i due business.

La produzione di energia rinnovabile ha raggiunto i 1.166 GWh (circa triplicando il risultato del 2020), per la maggiore capacità installata (in particolare grazie alle recenti acquisizioni di impianti in Europa e Stati Uniti). Rispetto al 2020 la produzione di biocar-

buranti è in flessione a causa di fermate presso la bioraffineria di Venezia e di un contesto di scenario meno favorevole.

Per il 2021 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €177 milioni, di cui circa 114 destinati al percorso di decarbonizzazione ed economia circolare. Tale investimento si riferisce alle tematiche di energy transition, bioraffinazione, chimica verde, produzione di energia da fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

INDICATORI RELATIVI AI TARGET DI MEDIO LUNGO TERMINE<sup>22</sup>

		2021	2020	2019	Obiettivo
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2)	(milioni tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	11,0	11,4	14,8	UPS Net zero 2030
Net carbon footprint Eni (Scope 1+2)		33,6	33,0	37,6	ENI Net zero 2035
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)		456	439	501	Net zero 2050
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)	(gCO <sub>2</sub> eq./MJ)	67	68	68	Net zero 2050
Capacità installata da fonti rinnovabili <sup>(a)</sup>	MW	1.188	351	190	60 GW 2050
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,10	1,11	1,11	6 milioni di tonnellate/anno al 2035

(a) Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude. I valori del 2020 e 2019 sono stati adeguatamente riepilogati.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2021	2020	2019	
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	40,08	25,24	37,76	41,20
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da combustione e da processo		30,58	21,87	29,70	32,27
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da flaring <sup>(a)</sup>		7,14	3,0	6,13	6,49
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da venting		2,12	0,24	1,64	1,88
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da emissioni fuggitive di metano		0,24	0,12	0,29	0,56
Indice di efficienza operativa (Scope 1 + Scope 2)	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia boe)	31,95	46,12	31,64	31,41
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)		20,19	23,12	19,98	19,58
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO <sub>2</sub> eq./kWh <sub>eq</sub> )	379,6	379,4	391,4	394
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)	228	228	248	248
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH <sub>4</sub> )	9,2	4,5	11,2	21,9
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm <sup>3</sup> )	2,2	1,1	1,8	1,9
di cui: di routine		1,2	0,4	1,0	1,2
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq.)	0,81	0,70	0,73	0,69
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti <sup>(b)</sup>		176	N/A	185	204
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili <sup>(c)</sup>	(GWh)	1.166	880	393	61
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	1,45	N/A	1,52	1,39
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(tep/MWh <sub>eq</sub> )	0,16	0,16	0,17	0,17
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	116,4	116,4	124,8	112,7
Spesa in R&S	(milioni di euro)	177	177	157	194
di cui: relative alla decarbonizzazione		114	114	74	102
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	30	30	25	34
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		11	11	7	15
Produzioni vendute di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	585	585	622	256

Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

(a) A partire dal 2020 l'indicatore include tutte le emissioni Eni derivanti da flaring, aggregando anche i contributi di Refining & Marketing e Chimica, che fino al 2019 sono contabilizzati nella categoria combustione e processo.

(b) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimato sulla base della produzione upstream venduta in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.

(c) In linea con gli obiettivi strategici aziendali, tale indicatore viene rendicontato su base equity. Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude. I valori del 2020 e 2019 sono stati adeguatamente riepilogati.

(22) Indicatori contabilizzati su base equity.

8509 1/686

173



## ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'eccellenza operativa si basa sull'impegno costante nel consolidare e sviluppare competenze in linea con le nuove esigenze del business, nel valorizzare le proprie persone in ogni am-

bito (professionale e non), salvaguardare la salute e la sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei diritti umani e l'attenzione alla trasparenza, alla lotta alla corruzione.

## Persone



Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio su cui Eni continua ad investire per assicurarne l'allineamento con le esigenze di business, in coerenza con la propria strategia di lungo termine. L'evoluzione prevista delle attività di business e del mercato del lavoro, i nuovi indirizzi strategici e le sfide poste dai cambiamenti tecnologici comportano un importante impegno per accrescere nel tempo il valore del capitale umano attraverso iniziative di upskilling e reskilling, volte ad arricchire o a riorientare il set di competenze necessarie. L'impegno di Eni sui diritti umani ha inoltre previsto anche uno strumento di verifica del presidio dei diritti umani sul posto di lavoro (si veda capitolo "Diritti umani").

### LA CULTURA DELLA PLURALITÀ E DELLO SVILUPPO DELLE PERSONE

L'approccio di Eni alla Diversity & Inclusion (D&I) è basato non solo sui principi fondamentali di non discriminazione e pari opportunità ma sull'impegno attivo nel creare un ambiente di lavoro nel quale differenti caratteristiche o orientamenti personali e culturali siano considerati una fonte di arricchimento reciproco e un elemento irrinunciabile della sostenibilità del business. Eni assicura che tutte le sue persone siano trattate con equità indipendentemente da qualsiasi differenza di genere, religione, nazionalità, opinione politica, orientamento sessuale, status sociale, abilità fisiche, condizioni mediche, condizioni familiari ed età e ogni altro aspetto non rilevante; inoltre, Eni mira a stabilire relazioni lavorative libere da ogni forma di discriminazione, richiedendo che simili valori vengano adottati anche da tutte le terze parti che collaborano con Eni. La diversità è infatti una risorsa da salvaguardare e valorizzare sia in azienda che in tutte le relazioni con gli stakeholder esterni, tra cui fornitori, partner commerciali ed industriali, come sottolineato dalla propria mission e dal Codice Etico. Per sviluppare la strategia aziendale in materia di D&I e coordinare il portfolio di iniziative, nel 2021 è stata formalizzata un'unità dedicata alle tematiche di D&I. Per identificare gli obiettivi prioritari in materia sono state attivate

iniziative di ascolto sia del top management (D&I come leva strategica per gli obiettivi di business) sia delle persone Eni (survey, focus group e attivazione di un canale di comunicazione diretto con le persone interessate) per recepire segnali di attenzione e riflessioni in materia D&I. Sono inoltre proseguite le attività per l'inclusione e la valorizzazione e lo sviluppo delle diversità in azienda, in particolare Eni promuove lo scambio professionale trasversale attraverso svariati processi, tra cui anche la mobilità geografica, come esperienza importante nel percorso di crescita personale. Il consolidamento negli anni dei processi di inserimento dei neoassunti, affiancamento, training e di condivisione delle competenze e delle best practice con il personale locale ha garantito, in questi ultimi anni caratterizzati da molti rientri in sede e pochi espatri, continuità nelle attività operative. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla promozione di iniziative volte all'attrazione dei talenti femminili, a livello nazionale ed internazionale, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne in azienda. In tale ambito, Eni organizza iniziative per gli studenti delle scuole superiori di orientamento verso le materie STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics), con focus sulla gender parity (es. Think About Tomorrow) e partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali<sup>23</sup> con l'obiettivo di arricchire costantemente, in un'ottica di parità di genere, i propri processi e prassi operative. Tali attività sono continuate nel corso dell'anno attraverso la "dematerializzazione" di eventi e incontri che ha permesso di raggiungere luoghi, persone e realtà ad oggi inaccessibili, abbattendo barriere linguistiche e geografiche. Per quanto riguarda le politiche retributive per i dipendenti, Eni, queste sono definite secondo un modello integrato a livello globale e promuovono una progressione retributiva collegata esclusivamente a criteri meritocratici riferiti alle competenze espresse nel ruolo ricoperto, alle performance conseguite e ai riferimenti del mercato retributivo locale. Allo scopo di verificare l'attuazione di tali politiche, dal 2011, Eni monitora annualmente il gap salariale tra la popolazione femminile e quella

(23) Progetto Inspiring Girls – Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne; "Manifesto per l'occupazione femminile" di Valore D – Documento programmatico per valorizzare il talento femminile in azienda promosso da Valore D e patrocinato dalla presidenza italiana del G7 e dal Dipartimento per le Pari Opportunità della Presidenza del Consiglio dei Ministri Italiana; Comitato interaziendale STEM – per proporre un piano di azioni a complemento dell'attuazione del Manifesto; Consorzio Elis – Sistema Scuola Impresa; Fondazione Mondo Digitale; WEF – World Economic Forum; ERT – European Round Table.



maschile, riscontrando il sostanziale allineamento delle retribuzioni (pay ratio totale Italia donne vs. uomini pari a 101 per la retribuzione fissa e 98 per la retribuzione totale). Inoltre, in relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua annualmente analisi sulla retribuzione del personale locale nei principali Paesi in cui opera, da cui si evidenziano livelli minimi salariali del personale Eni significativamente superiori sia ai salari minimi di legge sia ai livelli retributivi minimi di mercato, individuati per ciascun Paese da provider internazionali (si veda Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2022). Relativamente alla gestione professionale delle proprie risorse, Eni ha implementato percorsi di sviluppo manageriale e di eccellenza rivolti alle aree professionali core, che sostiene attraverso attività di formazione, iniziative di mobilità, job rotation e strumenti di sviluppo. A supporto di questi percorsi, Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review, il processo di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati e i processi di valutazione delle soft skills. Anche il 2021 ha visto un cauto contenimento delle iniziative di mobilità soprattutto internazionali, ma i percorsi di crescita e sviluppo interni sono comunque proseguiti, sostenuti in modalità a distanza. Nel 2021, il processo di valutazione delle performance e della management review ha coperto il 94% mentre le attività di valutazione del potenziale il 100% del totale programmato con un trend globale in miglioramento (+5 p.p. vs. 2020); sono stati, inoltre, valutati le capacità e comportamenti di dirigenti e quadri tramite la metodologia del Management Appraisal.

## FORMAZIONE

Anche nel 2021 l'impegno delle attività formative è proseguito con un focus sulla transizione e l'evoluzione strategica e di business. Infatti, per sostenere il processo di trasformazione aziendale è continuato il processo di riqualificazione attraverso iniziative di upskilling e reskilling (nel 2021, ad esempio, è stato presentato al Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali un progetto formativo legato al Contratto di Espansione composto di vari percorsi formativi) per integrare nuove competenze sia professionali che comportamentali necessarie per l'evoluzione del business, o per le sfide poste dall'evoluzione tecnologica e dal mercato del lavoro. Al fine di supportare le persone per contribuire al meglio alla profonda trasformazione di business, nel 2021 sono state messe a punto due nuove iniziative formative: un percorso sulla leadership rivolto ai responsabili e ai team leader, l'altra aperta a tutte le persone Eni con l'utilizzo di una Web App. Anche le iniziative formative HSE rimangono delle priorità per Eni attraverso la puntuale erogazione della formazione obbligatoria e l'erogazione di ulteriori interventi formativi HSE a supporto del Business. Inoltre, a maggio del 2021 è nata la nuova piattaforma digitale MyChange, come strumento di supporto alle persone Eni per il cambiamento in atto, in cui vengono approfondite tematiche quali la Mission Eni, la Transizione Energetica, i Sustainable Development Goals, la Diversity & Inclusion ed altro.

## RELAZIONI INDUSTRIALI

Nel dicembre del 2020 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali nazionali il protocollo INSIEME "Modello di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica". Con tale protocollo Eni e le organizzazioni sindacali hanno reputato di crescente importanza accelerare il percorso di transizione energetica e condiviso che tale percorso richiederà una condivisione trasparente delle informazioni, degli obiettivi e delle iniziative e per tale ragione hanno ritenuto che un sistema di relazioni industriali ancora più efficace e partecipativo sia necessario per accompagnare i processi di trasformazione che combinino la sostenibilità economica con i principi di sostenibilità ambientale e sociale. Nell'aprile 2021 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali presso il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali, il contratto di espansione che ha consentito di favorire il ricambio generazionale, con l'introduzione di nuove competenze e nuovi mestieri, la realizzazione di un importante investimento per la formazione e riqualificazione delle persone Eni, a conferma della grande rilevanza strategica che la società attribuisce alle competenze. Nell'ottobre 2021 è stato sottoscritto il nuovo accordo per lo smart working in Italia. Con tale accordo è stato rafforzato lo smart working di tipo organizzativo (prevedendo 8 giorni/mese per le sedi uffici e 4 giorni/mese per i siti operativi) con l'aggiunta di nuove tipologie di smart working a supporto del welfare aziendale (descritte nel paragrafo seguente). Nell'accordo è assicurato il diritto alla disconnessione, quale diritto fondamentale del lavoratore, introducendo precisi standard e misure di base da rispettare per il lavoro da remoto al fine di supportare il corretto bilanciamento tra vita lavorativa e vita privata ed evitare effetti negativi che l'utilizzo prolungato degli strumenti digitali può determinare sulla salute e benessere e sono stati garantiti i diritti sindacali anche operando da remoto, rafforzando anche le misure a tutela della sicurezza delle persone.

A dicembre 2021, si sono svolti gli incontri di relazioni industriali internazionali e il 24° incontro del CAE dei dipendenti Eni, l'Osservatorio Europeo per la Salute, la Sicurezza e l'Ambiente e l'incontro annuale previsto dall'Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa sui temi della sostenibilità, della decarbonizzazione, della salute e sicurezza dei lavoratori e con un focus al tema della diversità & inclusione, per la valorizzazione delle diversità, quale elemento di arricchimento delle esperienze nel contesto sociale e lavorativo. Nel corso dell'incontro è stato inoltre firmato l'Accordo per l'integrazione nel GFA – Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale di Impresa – della Convenzione ILO n.°190 e della Raccomandazione ILO n.°206 sull'eliminazione della violenza e delle molestie nel mondo del lavoro.

## WELFARE AZIENDALE E WORKLIFE BALANCE

Nonostante il difficile contesto, nel 2021 è stata garantita continuità ai servizi alle persone e una modalità di organiz-

85331/486

175

zazione delle iniziative sicura e nel rispetto delle normative. Nell'accordo 2021 sullo smart working, descritto nel paragrafo precedente, sono state introdotte nuove tipologie di smart working che possono essere richieste dalle persone in Eni a sostegno della genitorialità, della disabilità e che garantiscono in generale maggiore attenzione alle esigenze dei dipendenti nelle diverse fasi della vita: smart working rosa a supporto delle gestanti, smart working welcome kid per madri e padri, smart working neogenitoriale fino a 3 anni di età dei bambini, smart working summer kid a sostegno della gestione dei figli nei periodi di chiusura scolastica e smart working a tutela della salute propria o dei figli. Infine, sempre relativamente alla genitorialità, 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 e il pagamento di un'indennità pari ad almeno i 2/3 della retribuzione percepita nel periodo antecedente. Sono stati inoltre riproposti i percorsi formativi/informativi dedicati ai genitori per supportarli nella comprensione di un contesto in costante ridefinizione e confermato il servizio di fragilità, che attraverso un contact center fornisce un supporto ai caregiver per orientarsi e gestire problematiche collegate alla gestione di familiari anziani o non autosufficienti e per la presa in carico di bambini e ragazzi con disturbi specifici dell'apprendimento. Anche nel 2021 Eni ha garantito il supporto ai lavoratori genitori offrendo il servizio di nido scuola mettendo in atto tutte le azioni volte a mitigare il rischio di contagio e tutelare la sicurezza e l'organizzazione dei soggiorni estivi con una proposta rivista per assicurare la massima tutela dei partecipanti senza intaccare la qualità delle proposte.

## SALUTE

Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera (si veda capitolo "Alleanze per lo sviluppo"). L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato una piattaforma operativa assicurando servizi alle proprie persone, attraverso le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, attività di valutazione degli impatti delle operazioni aziendali sulla salute delle comunità, nonché iniziative di promozione della salute per le persone Eni e per le comunità presso cui opera. La strategia di Eni per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi salute, a: (i) potenziare

l'accesso all'assistenza per tutte le persone Eni; rafforzare gli interventi a favore delle comunità; potenziare i presidi emergenziali a supporto di situazioni di fragilità create o aggravate dalla pandemia; (ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative a favore dei lavoratori, dei loro familiari e delle comunità identificate a valle della valutazione del rischio e degli impatti in ambito sanitario; (iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche in considerazione dei rischi inerenti ai nuovi progetti, ai processi industriali e delle risultanze delle attività di igiene industriale; (iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e dei servizi sanitari. Nel 2021 è proseguito in tutte le società del Gruppo il programma di implementazione del sistema di gestione per promuovere e mantenere la salute e il benessere delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi. Tra le iniziative avviate nell'anno, inoltre, si evidenziano quelle mirate a supportare il benessere psicosociale delle persone Eni con lo scopo di creare un ambiente attento alla qualità della vita, dentro e fuori dall'azienda: dal 1° febbraio è stato avviato un servizio, attivo 24 ore su 24, 7 giorni su 7, di ascolto psicologico dedicato alle persone Eni sia in Italia che all'estero; dal 27 novembre, in concomitanza con la giornata internazionale contro la violenza di genere, è stato attivato un servizio di consulenza per le persone vittime di violenza o di molestie di genere. Nel critico contesto sanitario mondiale, Eni ha messo in campo una serie di interventi di prevenzione e assistenza per supportare coloro che in prima linea hanno gestito l'emergenza sanitaria e le strutture sanitarie locali, anche grazie alle numerose esperienze in progetti sanitari maturate di risposta a eventi epidemici nel mondo<sup>24</sup>. Infatti, il centro di competenza Eni per la gestione delle emergenze sanitarie ha supportato le unità di business attraverso: (i) aggiornamenti epidemiologici e nuove linee guida emesse da organi internazionali; (ii) misure di igiene ai fini della prevenzione e del contenimento di outbreak ed epidemie/pandemie; (iii) best practice cliniche e di gestione dei flussi di assistenza, vaccinazioni e raccomandazioni per la travel medicine; (iv) supporto nella definizione di specifiche tecniche per i servizi collegati alla risposta alle emergenze.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

### OCCUPAZIONE E DIVERSITY

**Overview** - L'occupazione complessiva è pari a 31.888 persone di cui 20.632 in Italia (64,7% dell'occupazione) e 11.256 all'estero (35,3% dell'occupazione). Nel 2021 l'occupazione a livello mondo cresce di 1.113 persone rispetto al 2020, pari al +3,6%, con una riduzione in Italia (-538 dipendenti) e una crescita

(24) Per le iniziative in tema salute realizzate a favore della comunità locale in Italia e all'estero si veda il capitolo Alleanze per lo sviluppo a pagg. 194-195.

all'estero (+1.651 dipendenti). La crescita dell'occupazione è collegata ai piani di sviluppo di Eni nell'ambito delle iniziative a supporto della transizione energetica anche attraverso l'acquisizione di nuove società operanti nei settori di energia a fonti rinnovabili ed economia circolare. Nonostante la discontinuità del mercato dell'energia, Eni ha continuato a perseguire i suoi obiettivi di diversity: nel 2021, la presenza femminile ha registrato un incremento rilevante di 1,6 punti percentuali vs. il 2020 con una contestuale crescita anche nelle posizioni di responsabilità (0,7 punti percentuali verso il 2020).

**Assunzioni** - Complessivamente, nel 2021 sono state effettuate 1.305 assunzioni di cui 967 con contratti a tempo indeterminato. Circa l'81%<sup>25</sup> delle assunzioni a tempo indeterminato ha interessato dipendenti fino a 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 58% ha riguardato la DG Energy Evolution (totale 754 di cui 612 a tempo indeterminato e 142 a tempo determinato), il 30% ha riguardato la Direzione Natural Resources (totale 389 di cui 233 a tempo indeterminato e 156 a tempo determinato) e il rimanente 12% Support Function (totale 162 di cui 122 a tempo indeterminato e 40 a tempo determinato).

**Risoluzioni** - Sono state effettuate 2.517 risoluzioni (1.694 in Italia e 823 all'estero) di cui 2.275 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato<sup>26</sup>, con un'incidenza di personale femminile pari al 27%. Il 25%<sup>25</sup> dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2021 aveva età inferiore a 50 anni. Il processo di trasformazione di Eni, che necessita di un forte ricambio di competenze, si rileva anche dall'andamento del tasso di turnover che registra nel 2021 la misura più importante degli ultimi 3 anni (2019: 9,8%, 2020: 6,1%; 2021: 10,5%).

**Diversity & Inclusion** - Nel 2021 la percentuale del personale femminile cresce di 1,6 punti % vs. il 2020 e si attesta al 26,2%, così suddivise per qualifica: 16,7% dei dirigenti, 28,5% dei quadri, 30,1% degli impiegati, 14,7% degli operai. La percentuale complessiva di donne negli organi di controllo delle società controllate è aumentata al 43% (37% nel 2020), mentre è in lieve flessione, rispetto al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione delle società controllate che nel 2021 si attesta al 24% (26% nel 2020). Nel 2021, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 27,3% rispetto al 26,6% registrato nel 2020, su un totale di donne pari al 26,22% dell'occupazione complessiva. In Eni, il 33% delle figure a diretto riporto dell'AD sono donne. Le assunzioni a tempo indeterminato di donne nel 2021 sono complessivamente 314 su

967 totali pari al 32,46%, in lieve calo vs. 2020 (ca. -2 p.p.). Il motivo di tale leggera flessione è ascrivibile, in via prioritaria, al piano straordinario degli esodi 2021 effettuato in Italia attraverso il contratto di espansione che ha favorito le uscite di personale femminile unitamente ad un inserimento mirato ed estremamente selettivo di risorse da mercato esterno con priorità su settori di business e attività critiche (es. asset integrity, attività operative, ecc.). Negli ultimi anni ca. il 20% delle risorse che occupano posizione di responsabilità sono non italiani, con un aumento di 2 p.p. nel 2021 rispetto al 2020; questo aumento rientra nell'ambito di percorsi di sviluppo professionale che prevedono periodi di attività nelle sedi Eni in Italia o in Paesi diversi da quello d'origine. La popolazione Eni è composta da 108 nazionalità diverse.

**Occupazione in Italia** - In Italia sono state effettuate 596 assunzioni di cui 460 a tempo indeterminato (32,4% donne). La riduzione dell'occupazione di -538 unità (-3%), effettuata attraverso un piano straordinario di uscite, unitamente ad un selettivo e puntuale piano di turnover, ha consentito di incrementare del 4% la popolazione under 30 a favore di una riduzione delle fasce di età senior: la popolazione over 50 si è ridotta dell'1,5%. Sempre in Italia, nel 2021 si registrano 1.694 risoluzioni, di cui 1.658 a tempo indeterminato (di cui il 26% di donne). Complessivamente in Italia si registra a fine 2021 un rapporto di sostituzione tra nuove assunzioni e risoluzioni di ca. 1:3,6 (1 ingresso a fronte di 3,6 uscite).

**Occupazione all'estero** - La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'86% nell'ultimo 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. All'estero nel 2021, sono state effettuate 709 assunzioni di cui 507 a tempo indeterminato (di cui il 32,5% di donne). La popolazione dei dipendenti con età inferiore a 30 anni è raddoppiata (anche in considerazione dell'acquisizione di Finproject). Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a -114 (-709 assunzioni e -823 risoluzioni) e tale dinamica è riconducibile anche a risoluzioni contrattuali di risorse internazionali impiegate nel business E&P. Sono stati risolti 823 rapporti di lavoro di cui 617 a tempo indeterminato. Di questi, il 40%<sup>25</sup> ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40, e il 29%<sup>25</sup> ha riguardato personale femminile. All'estero, si registra una crescita di 1.651 (+17,2%) rispetto all'anno precedente principalmente riferito a +1.624 risorse locali (+19,5%), espatriati italiani +24 (+2,5%) a fronte di una stabilità degli espatriati internazionali +3 (+1%).

(25) Dati non inclusivi del gruppo Finproject acquisito nel corso del IV trimestre 2021.

(26) Di cui circa il 68% per pensionamenti e il 26% per dimissioni.

85331/688

177

La crescita del personale locale è dovuta principalmente alle operazioni straordinarie di M&A. All'estero operano complessivamente 1.305 espatriati (di cui 992 italiani e 313 espatriati internazionali).

**Occupazione per linea di business** - Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 35%, il settore della chimica che si è rinforzata sia nei Paesi con attività tradizionali (es. Francia, UK, Ungheria) sia in Paesi con attività nuove (es. Messico, India, Romania, Vietnam). Il potenziamento ha riguardato inoltre le aree di business Retail G&P (Francia e Grecia) e GT/R&M (UK, Germania ed Ecuador), che hanno ulteriormente consolidato il loro assetto delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato principalmente i business Upstream (30%), Chimica (24%) e GT/R&M (18%).

**Età media** - L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,1 anni (46,4 in Italia e 42,8 all'estero): 49,3 anni (50,1 in Italia e 47,2 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,4 anni (45,5 in Italia e 42,3 all'estero) per impiegati e 41,9 anni (40,7 in Italia e 43,9 all'estero) per il personale operaio.

#### RELAZIONI INDUSTRIALI

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 41,6%. 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 policies aziendali worldwide.

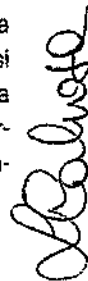
#### FORMAZIONE

Il 2021, in continuità con il 2020, ha visto ancora una forte predominanza di formazione a distanza rispetto a quella in aula per proseguire la gestione dell'emergenza pandemica (il 67% come il 2020). Le ore di formazione complessive si sono attestate allo stesso valore del 2020 (-0,3%) con una spesa media in crescita che risente di un aumento dei percorsi formativi progettati per i Business per rispondere anche alle esigenze del Contratto di Espansione.

#### SALUTE

Nel 2021, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 379.481, di cui 261.618 a favore di dipendenti, 43.835 a favore di familiari, 70.970 a favore di contrattisti e 3.058 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2021 è pari a 158.784, di cui 85.776 dipendenti, 58.031 contrattisti e 14.977 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2021 si registrano 30 denunce, di cui 7 riguardanti personale attualmente impiegato e 23 relative ad ex dipendenti. Delle 30 denunce di malattia professionale presentate nel 2021, 4 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti).

Infine, nel 2021, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 10 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 7 come studi preliminari integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment) e 3 come integrati ESHIA.



85301/689

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
Dipendenti <sup>(a)</sup>	(numero)	31.888	30.775	31.321
Donne		8.360	7.559	7.590
Italia		20.632	21.170	21.078
Estero		11.256	9.605	10.243
Africa		3.189	3.143	3.371
Americhe		1.731	925	1.005
Asia		2.786	2.432	2.662
Australia e Oceania		88	87	88
Resto d'Europa		3.462	3.018	3.117
Under 30 <sup>(b)</sup>		2.587	2.037	2.315
30-50 <sup>(b)</sup>		17.302	17.225	16.646
Over 50 <sup>(b)</sup>		11.999	11.513	12.360
Dipendenti all'estero locali	(%)	88	87	81
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti	(numero)	966	965	1.021
Quadri		9.113	9.172	9.387
Impiegati		15.554	15.941	16.050
Operai		6.255	4.697	4.863
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		15.583	15.345	15.375
Diploma		13.564	12.826	13.184
Licenza media		2.741	2.604	2.762
Dipendenti a tempo indeterminato <sup>(c)</sup>		31.111	30.165	30.571
Dipendenti a tempo determinato <sup>(c)</sup>		777	610	750
Dipendenti full-time		31.423	30.290	30.785
Dipendenti part-time <sup>(d)</sup>		465	485	536
Assunzioni a tempo indeterminato		967	607	1.855
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		2.275	1.323	1.198
Tasso di Turnover <sup>(e)</sup>	(%)	10,5	6,1	9,8
Dirigenti e quadri locali all'estero		18,03	19,13	16,65
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità		20,6	18,6	17,3
Anzianità lavorativa				
Dirigenti	(anni)	22,77	23,21	22,78
Quadri		19,59	20,40	20,00
Impiegati		16,56	17,03	16,73
Operai		13,23	14,15	13,55
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	24	26	29
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni <sup>(f)</sup>		43	37	37
Ore di formazione	(numero)	1.037.325	1.040.119	1.362.182
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale <sup>(g)</sup> :				
Dirigenti		33,8	33,3	43,6
Quadri		34,7	28,3	51,0
Impiegati		35,7	31,8	42,0
Operai		32,8	35,9	43,9
Operai		33,9	28,4	44,3
Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time <sup>(h)</sup>	(€)	895,8	716,1	1.070,8
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	81,6	83,40	83,03
Italia		100	100	100
Estero		41,6	41,78	40,91
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	30	28	73
Dipendenti		7	7	9
Precedentemente impiegati		23	21	64

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria (si veda pag. 18), perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(b) I valori del 2020 e 2019 sono stati adeguatamente riesposti per ottemperare alla richiesta del GRI 405-1 relativa al cambiamento delle fasce d'età.

(c) Al netto delle operazioni straordinarie di M&amp;A, la suddivisione dei contratti a tempo determinato/indeterminato non varia significativamente né per genere né per area geografica con alcune eccezioni tra cui Cina e Mozambico in cui è prassi inserire risorse locali a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.

(d) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (5% sul totale delle donne) con contratto part-time, rispetto agli uomini che sono ca. lo 0,2% sul totale degli uomini.

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

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

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



8503 1/490

179



## Sicurezza

Eni è impegnata costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli e strumenti per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura della sicurezza, al fine di perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento degli incidenti. Nel 2021 sono stati promossi diversi progetti ed iniziative focalizzati principalmente sulle seguenti tematiche: i) sicurezza comportamentale e Fattore Umano, con l'applicazione presso i siti operativi di una metodologia Eni (THEME), sviluppata in collaborazione con l'Università di Bologna, per identificare e analizzare i comportamenti e le abitudini errate, comprese le componenti culturali ed organizzative, che caratterizzano e influenzano l'agire dei lavoratori, e rafforzare il ruolo dell'uomo come agente attivo e prima barriera nel prevenire ogni evento incidentale; ii) Digital Safety, attraverso la realizzazione di strumenti digitali per promuovere la cultura HSE, facilitare le attività in campo e supportare l'analisi e il reporting dei rischi HSE; iii) Process Safety Fundamentals, diffusione capillare, attraverso sessioni di approfondimento dedicate a dipendenti e contrattisti, delle 10 regole Eni sulla sicurezza dei processi e degli asset. Oltre a queste attività innovative, Eni ha continuato a porre particolare attenzione al rafforzamento della sicurezza delle attività presso i **siti operativi**, uniformando in appositi strumenti normativi, validi per tutte le realtà di Eni, i principi di base da applicare nelle attività più critiche e sviluppando percorsi formativi per accrescere la conoscenza e la consapevolezza degli operatori sui requisiti minimi di sicurezza. Per quanto riguarda la **gestione dei contrattisti**, le 147 persone del Safety Competence Center (SCC)<sup>27</sup> hanno continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese verso modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza sempre più preventiva che reattiva, monitorando oltre 2.500 fornitori, pari al 70% di quelli con potenziali criticità HSE in Italia, e gestendo con immediate azioni correttive le anomalie rilevate e condividendo le buone prassi innovative. Inoltre, si sono sviluppati accordi (i cosiddetti "Patti per la Sicurezza") con vari contrattisti operanti in Nigeria, Tunisia, Congo e Messico. Inoltre, Eni applica su tutti gli impianti il processo di **Asset Integrity**, che garantisce che questi siano correttamente progettati, costruiti, operati e dismessi gestendo al meglio il rischio residuo, per garantire la massima affidabilità e soprattutto la sicurezza per le persone e l'ambiente. Il Sistema di Gestione Eni dell'Asset Integrity si sviluppa quindi dalla fase iniziale di progettazione (Design Integrity), all'approvvigionamento di apparecchiature e materiali, alla costruzione,

installazione e collaudo (Technical Integrity) fino alla gestione operativa e al decommissioning (Operating Integrity). Nel corso del 2021, Eni ha proseguito l'organizzazione di iniziative per promuovere la cultura dell'Asset Integrity con approccio trasversale e capillare, inclusivo anche delle nuove filiere della transizione energetica. In tema di **igiene industriale** è stata posta grande attenzione all'individuazione e gestione dei dispositivi di prevenzione individuale (DPI) e sono state promosse diverse iniziative di formazione specifica ai lavoratori. In ambito emergenze particolare attenzione è stata rivolta alla prevenzione e gestione delle emergenze indotte dai rischi naturali e a novembre 2021 è stato siglato un Protocollo d'intesa con il Dipartimento della Protezione Civile, per rafforzare ulteriormente i rapporti di cooperazione e definire piani di emergenza specifici per ogni tipo di rischio con impatto sulla continuità dell'approvvigionamento energetico sul territorio nazionale. I principali obiettivi aziendali nel 2021 in tema di sicurezza e igiene industriale hanno riguardato: (i) il miglioramento del SIR (Severity Incident Rate), un indice interno Eni pesato rispetto al livello di gravità degli infortuni ed utilizzato nel piano di incentivazione a breve termine dell'AD e dei dirigenti con responsabilità strategiche, al fine di focalizzare l'impegno di Eni sulla riduzione degli incidenti più gravi; (ii) il consolidamento del Safety Culture Program, indicatore che monitora il livello di proattività attraverso aspetti di gestione preventiva della sicurezza; (iii) l'applicazione della metodologia di analisi del fattore umano THEME nei siti operativi; (iv) la diffusione e l'applicazione nei siti operativi degli strumenti Eni di gestione del rischio; (v) il proseguimento della diffusione dei 10 Process Safety Fundamentals; (vi) l'estensione su tutti i siti Eni dei progetti che applicano nuove tecnologie e nuovi dispositivi digitali a supporto della sicurezza; (vii) il rafforzamento del presidio in specifici ambiti dell'igiene industriale.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2021 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è migliorato rispetto al 2020 (-4%), grazie alla performance registrata dai contrattisti (-10%), mentre l'indice dei dipendenti è peggiorato a causa dell'aumento del numero di infortuni (33 rispetto a 30 nel 2020). Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è nullo, in quanto non si sono verificati eventi in questa tipologia di infortuni (ovvero nessun infortunio con più di 180 giorni di assenza o con conseguenze quali l'inabilità

(27) Centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza, che supporta, nel coordinamento e nella supervisione dei lavori in appalto, i siti industriali Eni in Italia e all'estero.

permanente totale o parziale). Inoltre, non si sono registrati infortuni mortali.

In Italia il numero degli eventi infortunistici è aumentato (35 eventi rispetto ai 27 del 2020, di cui 21 dipendenti e 14 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili

(TRIR) è peggiorato (+26%); all'estero il numero di infortuni è diminuito (53 eventi rispetto a 64 del 2020, di cui 12 dipendenti e 41 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è migliorato del 17%.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,46	0,36
Dipendenti		0,40	0,53	0,37
Contrattisti		0,32	0,42	0,35
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	0	0	1
Dipendenti		0	0	1
Contrattisti		0	0	2
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	0,00	0,00	0,00
Dipendenti		0,00	0,00	0,00
Contrattisti		0,00	0,00	0,01
Near miss	(numero)	780	565	841
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	256,5	155,2	255,1
Dipendenti		82,9	54,3	81,8
Contrattisti		173,6	100,9	173,3

## Rispetto per l'ambiente

Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di **Best Available Technology**, sia tecniche che gestionali. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua, alla riduzione di oil spill, alla gestione dei rifiuti, alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici. La **cultura ambientale** è una leva importante per assicurare la corretta gestione delle tematiche ambientali e, pertanto, nel 2021 Eni ha proseguito con le attività di sensibilizzazione che hanno coinvolto i siti operativi (con sondaggi sulla cultura ambientale per i dipendenti, sessioni informative e interventi sito-specifici di Environmental Cultural Engagement) e di comunicazione ambientale avviate nel 2020, per sensibilizzare tutti i dipendenti e rafforzare l'impegno. Nel corso dell'anno, circa 2.000 persone hanno parteci-

pato al percorso formativo "Insieme per l'ambiente" e circa 300 persone sono state aggiornate sui rischi per l'ambiente; è stata inoltre presentata, via webinar in Italia e all'estero, la nuova metodologia Eni di valutazione dei rischi integrata e comune a tutta l'azienda. Inoltre, sempre nel 2021 sono state sviluppate ed emesse le **Environmental Golden Rules**, per la promozione di comportamenti virtuosi dei dipendenti e dei fornitori, ed è partita la campagna per la loro promozione verso tutte le persone che lavorano in Eni, e verso i fornitori, le cui attività devono riflettere i valori, l'impegno e gli standard Eni. Tale percorso di diffusione della cultura ambientale si è tradotto con la sottoscrizione nell'anno di 15 **Patti per l'ambiente e la sicurezza**, coinvolgendo diversi fornitori che si sono impegnati a realizzare azioni di miglioramento tangibili e misurabili con l'Indice di Prestazione della Sicurezza e Ambiente. In continuità con l'anno scorso, l'azienda ha proseguito le attività dedicate alla **digitalizzazione ambientale**



85901/092

per l'ottimizzazione dei processi tramite, ad esempio, la realizzazione di strumenti informatici centrali per facilitare la gestione della compliance ambientale, anche internazionale, e di modelli di valutazione tecnico-gestionali sito-specifici. Ad esempio, è stata sviluppata la piattaforma Easy Permit nei principali siti operativi a supporto della gestione di obblighi normativi, prescrizioni e scadenze derivanti dai processi autorizzativi in materia ambientale.

Il percorso di transizione verso un'economia circolare rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, attraverso la promozione di un modello rigenerativo. Sulla base di tale approccio i processi aziendali e produttivi vengono rivisitati, minimizzando il prelievo di risorse naturali a favore di input sostenibili, riducendo e valorizzando gli scarti mediante azioni di riciclo o recupero ed estendendo la vita utile dei prodotti e degli asset mediante azioni di riuso o riconversione e, nel caso della CO<sub>2</sub>, anche rimuovendo e bilanciando la parte residuale presente in atmosfera. Ad esempio la conversione delle raffinerie in bioraffinerie ha un ruolo centrale per la totale decarbonizzazione dei prodotti e processi entro il 2050; si prevede, inoltre, che entro il 2023 non verrà più utilizzato olio di palma nei cicli produttivi ma cariche alternative (es. oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e scarti della lavorazione di oli vegetali) e di tipo advanced (es. materiale lignocellulosico, e bio-oli). Anche la produzione di biometano si pone nel quadro dell'economia circolare, consentendo la valorizzazione degli scarti agricoli, di allevamento e dei reflui. Eni, inoltre, ha sviluppato la tecnologia Waste to Fuel per la trasformazione delle biomasse organiche di scarto in bio-olio e biometano con recupero dell'acqua naturalmente contenuta nel rifiuto umido. Il bio-olio prodotto può essere miscelato nel combustibile a basso contenuto di zolfo per il trasporto marittimo oppure raffinato per ottenere biocarburanti, mentre l'acqua recuperata può essere destinata ad usi industriali. Eni ha anche sviluppato un Modello di misurazione della circolarità, applicato a diversi contesti aziendali, validato da un ente terzo di certificazione, che rappresenta uno strumento essenziale per il controllo, la gestione, la trasparenza e la credibilità degli obiettivi e degli impegni assunti nel percorso verso un modello di economia circolare.

La gestione dei rifiuti da parte di Eni pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica dei soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero, al fine di garantire il rispetto della normativa e dell'ambiente. Eni prevede inoltre che debba essere ricercata ogni soluzione praticabile volta alla prevenzione dei rifiuti. La quasi totalità dei rifiuti di Eni in Italia è gestita da Eni Rewind<sup>28</sup> che nel 2021 ha proseguito il progetto di digitalizzazione avviato nel 2020

per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti. Al fine di limitare gli impatti negativi legati ai rifiuti (es. perdita di risorse, possibile contaminazione delle matrici ambientali dovuta a una eventuale gestione inappropriata, impatti legati al trasporto e al trattamento presso gli impianti di destino), 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 riducono i quantitativi da avviare a smaltimento finale e gli impianti idonei a minor distanza del sito di produzione del rifiuto; inoltre, sono svolti audit sui fornitori ambientali, nei quali viene valutata la loro gestione operativa dei rifiuti.

Con riferimento alla **risorsa idrica**, Eni opera una gestione efficiente attraverso la valutazione dell'utilizzo dell'acqua e degli impatti delle proprie attività sulle risorse idriche a vantaggio dell'ecosistema, di altri utenti e dell'organizzazione stessa. Eni, specialmente nelle aree a stress, realizza la mappatura e il monitoraggio dei rischi idrici e degli scenari di siccità per definire azioni di breve, medio e lungo termine volte anche a prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico, coinvolgendo anche i fornitori lungo tutto il processo di procurement, dalla selezione e qualifica fino all'assegnazione del contratto. Nel 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sulla risorsa idrica<sup>29</sup>, nel quale si impegna a perseguire quanto previsto dall'adesione al CEO Water Mandate e, in particolare, a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico. Gli impegni assunti proiettano Eni verso la ricerca di una stewardship che guardi alla gestione ottimale dell'acqua anche al di fuori del perimetro industriale, integrata nel territorio e in grado di minimizzare l'esposizione al rischio idrico delle proprie attività, attraverso un approccio integrato a livello di bacino idrografico. In termini di trasparenza, anche nel 2021 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP Water Security, confermando il punteggio A- ottenuto lo scorso anno.

In merito alla gestione dei rischi connessi agli **oil spill**, Eni è costantemente impegnata su ogni fronte di intervento: prevenzione, preparazione e, a seguire, mitigazione, risposta e ripristino. Nell'ambito della prevenzione, in Italia è stato installato il sistema e-vpms<sup>30</sup> sulla pipeline che collega il Centro Olio Val D'Agri alla Raffineria di Taranto e sono stati completati la manutenzione e l'aggiornamento tecnologico di tale sistema sulla rete oleodotti in Val D'Agri, e su altre installazioni. In Val D'Agri è stato inoltre implementato il monitoraggio di allerta meteo preventivo Cassandra Meteo Forecast<sup>31</sup>, appli-

(28) 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.

(29) <https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2021/acqua-it.pdf>.

(30) e-vpms® è una tecnologia proprietaria di rilevazione di segnali vibro-acustici nella struttura delle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse, finalizzato ad individuare potenziali spilli in corso ed interferenze di parti terze. L'aggiornamento tecnologico ha riguardato aspetti di digitalizzazione e di diagnostica da remoto.

(31) Sistema di allerta preventivo in grado di supportare la gestione dell'integrità di oleodotti e gasdotti e di prevedere possibili rischi idrogeologici legati ad eventi naturali (allagamenti e dissesto dei versanti).

cato non solo al controllo continuo di perdite delle condotte, ma anche ai rischi idrogeologici, alla gestione dei deflussi idrici ed al monitoraggio delle coltivazioni agricole. In Nigeria, dove il sistema e-vpms® è già operativo sugli oleodotti di Kwale-Akri e Ogboinbiri-Tebidaba, è stato avviato il programma di aggiornamento tecnologico del sistema e-vpms®, mentre sulla trunkline da Clough Creek a Tebidaba (52 km), i lavori per l'installazione continueranno nel 2022. Nel frattempo, è stato avviato un piano per estendere il monitoraggio al network di produzione. Per il recupero sostenibile dei luoghi che sono stati oggetto di effrazioni, sono proseguiti gli interventi di bonifica anche attraverso una tecnologia che utilizza specie vegetali (phytoremediation) e l'utilizzo di tali piante è in fase di valutazione anche per la produzione di idrogeno da biomasse e per il trattamento sia dei reflui industriali che delle acque sotterranee contaminate. Infine, sul fronte R&D sono proseguite le sperimentazioni di varie tecnologie, tra cui quelle per il monitoraggio dell'integrità di pipeline e di serbatoi di stoccaggio fluidi e piping di interconnessione depositi. Inoltre, è stato avviato lo sviluppo di una metodologia di valutazione dei rischi derivanti da eventi naturali, quali frane, alluvioni ed eventi sismici, che possono coinvolgere le pipeline. Sono proseguite le collaborazioni con IPIECA e IOGP<sup>32</sup> al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, sia attraverso l'aggiornamento che la diffusione delle Good Practice sull'Oil Spill Preparedness & Response e nell'ambito dell'iniziativa regionale Global Initiative for West, Central and Southern Africa<sup>33</sup>, nel 2021 sono stati svolti alcuni eventi informativi per incrementare e sensibilizzare gli stakeholder sulla preparazione e risposta alle emergenze, a cui ha partecipato anche il personale delle sedi estere dell'area di interesse. Infine, è proseguito il monitoraggio delle attività, nell'ambito dell'iniziativa OSPRI - Oil Spill Preparedness Regional Initiative<sup>34</sup>, nelle regioni Caspian Sea, Black Sea e Central Eurasia.

**L'impegno di Eni su Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES)** è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei propri siti e attività. Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche e differenti regimi normativi, Eni ha adottato un modello di gestione specifico sul tema BES che è evoluto nel tempo anche grazie a collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Il modello di gestione BES si allinea agli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB) e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali (come BES, cambiamento climati-

co, gestione delle risorse idriche) e sociali (come lo sviluppo sostenibile delle comunità locali) siano identificate e gestite correttamente sin dalle prime fasi progettuali. Attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione, Eni dà priorità alle misure preventive rispetto alle correttive con l'obiettivo primario di evitare perdita netta (no net loss) di biodiversità. Il coinvolgimento attivo degli stakeholder è fondamentale per l'attuazione e il miglioramento continuo nella gestione della tematica BES e garantisce l'effettiva applicazione della Gerarchia di Mitigazione. La consultazione e la collaborazione con le comunità locali, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali aiutano a comprendere le loro aspettative e preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e biodiversità vengono utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano anche le loro esigenze. Il coinvolgimento dei principali stakeholder è un processo inclusivo e trasparente che avviene sin dalle fasi iniziali di un progetto e continua per tutto il ciclo di vita. L'esposizione al rischio biodiversità di Eni viene periodicamente valutata mappando la vicinanza geografica ad 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 e ambientale e valutare i potenziali impatti da mitigare attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. 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. Tale impegno conferma la Policy sulla biodiversità e servizi ecosistemici che Eni segue da tempo nelle proprie operazioni, in linea con la mission aziendale, e ribadisce sia il proprio approccio alla conservazione dell'ambiente naturale in ogni area ad elevato valore di biodiversità sia la promozione di buone pratiche gestionali nelle joint venture dove Eni non è operatore. Nel 2020 Eni ha aderito ai principi del "Together with Nature", impegnandosi, oltre a riconoscere lo stretto legame tra cambiamento climatico e perdita di biodiversità, a ridurre al minimo i rischi e massimizzare gli sforzi per la protezione e la conservazione degli ecosistemi esistenti, attraverso l'applicazione di soluzioni basate sulla natura (Nature-based Solutions), fondate su rigorosi principi ecologici.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2021 i **prelievi di acqua** di mare sono risultati complessivamente in riduzione del 4%, per il sensibile calo registrato

(32) IPIECA - Associazione di sostenibilità su temi ambientali e sociali del settore Oil&Gas; IOGP - Associazione dei produttori Oil&Gas Upstream per la condivisione di best practice su tematiche di sostenibilità.

(33) Collaborazione tra l'Organizzazione marittima internazionale (IMO) e IPIECA per migliorare la capacità dei Paesi partner di prepararsi e rispondere alle fuoriuscite di petrolio marino.

(34) Fondata da un gruppo di aziende Oil&Gas, tra cui Eni, ha lo scopo di incoraggiare e supportare l'industria e i governi nell'adozione di capacità di risposta alle fuoriuscite di petrolio comprovate, credibili, integrate e sostenibili a livello nazionale, regionale e internazionale.

presso il settore R&MeC (-188 Mm<sup>3</sup>) per la fermata per manutenzione del petrolchimico di Brindisi e per la fine delle prove di funzionalità sulla rete acqua mare che nel 2020 avevano determinato l'incremento dei relativi prelievi. I prelievi di acque dolci, pari a circa il 7% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre il 73% al settore R&MeC, hanno registrato un aumento del 10%. Il trend è prevalentemente riconducibile al petrolchimico di Mantova (+7 Mm<sup>3</sup>) dove i prelievi sono tornati a regime dopo il minimo del 2020 legato agli stress test effettuati in sito per verificare quali potessero essere, in condizioni favorevoli, i consumi minimi di stabilimento. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni nel 2021 è rimasta stabile al 91%. La percentuale di reiniezione dell'acqua di produzione del settore E&P è aumentata al 58% (53% nel 2020), grazie alla completa ripresa delle attività di reiniezione in Congo (Loango e Zatchi) e Libia (Abu-Attifel e El Feel). Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici<sup>35</sup> e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino nel 2021 l'1,5% dei prelievi idrici totali di Eni (dato invariato rispetto al 2020). Nel 2021, in particolare, Eni ha prelevato 125 Mm<sup>3</sup> di acqua dolce, di cui 25,9 Mm<sup>3</sup> da aree a stress idrico (11,9 Mm<sup>3</sup> da acque superficiali, 6,1 Mm<sup>3</sup> da acque sotterranee, 2,6 Mm<sup>3</sup> da terze parti, 3,5 Mm<sup>3</sup> da acquedotto e 1,8 Mm<sup>3</sup> da TAF). L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 22,7 Mm<sup>3</sup>. Nel 2021 Eni ha scaricato 94 Mm<sup>3</sup> di acqua dolce di cui 19 Mm<sup>3</sup> in aree a stress idrico, pari al 20% come nel 2020. Nel 2021 i consumi di acque dolci di Eni sono stati pari a 40 Mm<sup>3</sup> (di cui 12 Mm<sup>3</sup> in aree a stress idrico).

I barili sversati a seguito di **oil spill** operativi sono aumentati del 41% rispetto al 2020 a causa di uno sversamento di quasi 900 barili presso la Raffineria di Gela, dovuto ad un errore durante le operazioni di trasferimento olio da serbatoi a nave (oltre la metà dei barili sono già stati recuperati). Il 73% dei barili sversati è riconducibile alle attività in Italia, il 15% alla Nigeria. Complessivamente è stato recuperato il 51% dei volumi di oil spill operativi. Per quanto riguarda gli oil spill da sabotaggio, nel 2021 si è registrato un aumento degli eventi (+13% rispetto al 2020), ma quasi un dimezzamento dei barili sversati (-48% rispetto all'anno precedente). Tutti gli eventi da sabotaggio sono avvenuti in Nigeria, dove le quantità sversate si sono ridotte del 31% rispetto all'anno precedente ed è stato recuperato l'83% dei volumi. I volumi sversati a seguito di chemical spill (68 barili totali) sono principalmente riconducibili alle attività di Versalis, in

particolare per un evento occorso presso lo stabilimento di Grangemouth con una perdita di 55 barili di prodotto. Nel 2021 i volumi sversati da spill operativo hanno impattato per il 97% suolo e per il 3% corpo idrico, mentre quelli da sabotaggio hanno impattato per il 99,8% suolo e per lo 0,2% corpo idrico.

I rifiuti da attività produttive generati da Eni nel 2021 sono aumentati del 19% rispetto al 2020, per il contributo in crescita sia dei rifiuti non pericolosi (pari al 78% del totale) che dei pericolosi. L'incremento è legato principalmente al settore E&P (cui è riconducibile oltre l'88% dei rifiuti Eni), dove sono state generate complessivamente oltre 334.000 tonnellate in più rispetto al 2020, coerentemente con la progressiva ripresa delle attività dopo l'emergenza COVID-19. Nel settore E&P hanno inoltre influito le attività di drilling svolte in Egitto, USA, Vietnam, Messico e Norvegia. Al trend in crescita dei rifiuti non pericolosi hanno contribuito anche i settori Plenitude e Power e R&MeC, in particolare lo stabilimento EniPower di Ravenna (realizzazione di nuovo deposito temporaneo rifiuti e avvio della pacificazione-fondazioni della nuova caldaia) e la raffineria di Taranto (avanzamento progetto Tempa Rossa). Nel 2021 i rifiuti recuperati e riciclati sono aumentati del 15% rispetto al 2020, rappresentando l'11% dei rifiuti totali smaltiti<sup>36</sup>, per i contributi in crescita sia dei pericolosi che dei non pericolosi nei settori E&P ed R&MeC. Nel 2021 sono state generate complessivamente 4,2 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 3,9 milioni da Eni Rewind), costituite per oltre l'89% da acque trattate da impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente; i restanti volumi sono movimentati e conferiti presso impianti di terzi. Sono stati spesi €452 milioni in attività di bonifica. Le **emissioni di inquinanti** in atmosfera sono aumentate, ad eccezione delle emissioni di ossidi di azoto (NOx) che sono diminuite del 6% rispetto all'anno precedente, grazie al calo dei consumi dei motori a combustione interna registrato in alcune realtà operative del settore E&P. L'aumento delle emissioni di ossidi di zolfo (SOx) e di composti organici volatili (NMVOC) sono anch'esse imputabili principalmente al settore E&P: in particolare l'aumento degli SOx è dovuto all'incremento del tenore di H<sub>2</sub>S nel gas inviato in torcia in KPO, mentre l'aumento di NMVOC è legato all'incremento del non-routine flaring registrato in NAOC a causa di problematiche ai compressori.

Nel 2021, Eni ha aggiornato la valutazione dell'esposizione

(35) Aree a stress idrico: aree caratterizzate da un valore del Baseline Water Stress superiore al 40%. L'indicatore, definito dal World Resources Institute (WRI - [www.wri.org](http://www.wri.org)) misura lo sfruttamento delle fonti di acqua dolce e indica una situazione di stress se i prelievi da un dato bacino idrografico sono superiori al 40% della capacità di ricarica dello stesso.

(36) Nel dettaglio, nel 2021 il 9% dei rifiuti pericolosi da attività produttiva smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, il 2% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 38% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 50% 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 produttive, il 12% è stato recuperato/riciclato, il 4% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 84% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).



al rischio **biodiversità** delle concessioni in sviluppo o sfruttamento del settore Upstream e dei siti operativi delle altre Linee di Business, al fine di identificare dove le attività di Eni ricadono, anche solo parzialmente, all'interno di aree protette<sup>(37)</sup> o di siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA<sup>(38)</sup>). Rispetto allo scorso anno, l'analisi è stata estesa anche agli impianti eolici e solari in Italia e all'estero, e alle recenti acquisizioni di impianti di produzione biometano in Italia. L'analisi della mappatura dei siti operativi ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale con aree protette o con KBA riguarda 22 siti, tutti ubicati in Italia fatta eccezione di due siti in Spagna e uno in Francia; ulteriori 45 siti in 10 Paesi (Italia, Australia, Austria, Francia, Germania, Regno Unito, Spagna, Svizzera, Tunisia, Ungheria) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Per quanto riguarda il settore Upstream, 73 concessioni risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, di cui 30, localizzate in 6 Paesi (Italia, Nigeria, Pakistan,

Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito), hanno attività operative nell'area di sovrapposizione. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in Europa risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000<sup>(39)</sup> che ha un'estesa dislocazione sui territori europei; tale esposizione risulta maggiormente accentuata rispetto allo scorso anno a seguito delle nuove acquisizioni della società Eni New Energy nel settore delle rinnovabili e degli impianti di produzione di biometano. Al contrario, per il settore Upstream assistiamo ad una diminuzione dell'esposizione verso aree protette e KBA principalmente dovuta a ripermite (riduzione dell'estensione areale) delle concessioni 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>(40)</sup>); un solo sito Upstream<sup>(41)</sup> è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta.

(37) World Database of Protected Areas.

(38) World Database of Key Biodiversity Areas. Le KBA (Key Biodiversity Areas) 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.

(39) 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 79/409/CEE del 2 aprile 1979 sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

(40) WHS, World Heritage Site.

(41) 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.

85001/496

185

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2021	2020	2019	
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Prelievi idrici totali <sup>(a)</sup>	(milioni di metri cubi)	1.673	1.627	1.723	1.597
di cui: acqua di mare		1.533	1.515	1.599	1.451
di cui: acqua dolce		125	110	113	128
di cui: prelevata da acque superficiali		82	72	71	90
di cui: prelevata da sottosuolo		23	20	21	20
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		7	6	7	8
di cui: acqua da TAF <sup>(b)</sup> utilizzata nel ciclo produttivo		6	5	4	3
di cui: risorse idriche di terze parti <sup>(c)</sup>		7	7	10	6
di cui: prelevata da altri stream <sup>(d)</sup>		0	0	0	1
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		15	2	11	18
Prelievi di acqua dolce da aree a stress idrico		25,9	21,5	26,5	-
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	91	92	91	89
Acqua di produzione reiniettata		58	37	53	58
Scarico idrico totale <sup>(e)</sup>	(milioni di metri cubi)	1.436	1.434	1.583	1.432
di cui: in mare		1.354	1.354	1.501	1.334
di cui: in acque superficiali		69	69	67	79
di cui: in rete fognaria		11	9	11	14
di cui: ceduto a terzi <sup>(f)</sup>		3	3	4	5
Scarico di acqua dolce in aree a stress idrico		19	18,7	18,3	-
Oil spill operativi <sup>(g)</sup>					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	36	31	46	67
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	1.355	1.308	958	1.033
Oil spill da sabotaggi (compresi furti) <sup>(h)</sup>					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	124	124	110	140
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	3.051	3.051	5.866	6.232
Chemical spill					
Numero totale di chemical spill	(numero)	20	20	24	21
Volumi di chemical spill	(barili)	68	68	3	4
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	2,1	1,8	1,8	2,2
di cui: pericolosi		0,5	0,4	0,4	0,5
di cui: non pericolosi		1,6	1,4	1,4	1,7
Emissioni di NOx (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO <sub>2</sub> eq.)	48,8	30,1	51,7	52,0
Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> eq.)	18,5	5,3	15,3	15,2
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	24	12,7	21,4	24,1
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		1,4	0,7	1,3	1,4

(a) Inoltre, si segnala che le acque di produzione nel 2021 sono state pari a 58,2 Mm<sup>3</sup>.

(b) TAF: Trattamento acque di falda.

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

(d) Anche ai fini di una maggiore aderenza alle richieste dello standard "GRI 303: Water and effluents 2018" adottato da Eni a partire da quest'anno, il dato relativo alle risorse idriche di terze parti viene riportato separatamente, a differenza di quanto avveniva nelle edizioni precedenti dove al contrario confluiva nel "di cui: prelevata da altri stream".

(e) Si segnala che nel 2021 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposal sono state pari a 33,5 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 a 21,7 Mm<sup>3</sup>. Del totale degli scarichi idrici il 7% è acqua dolce.

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

(g) I dati presenti nella DNF 2020 sono stati aggiornati a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione. Tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2021.

85991 / 1497

**NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE CON SITI OPERATIVI R&M, VERSALIS, ENIPOWER, PLENITUDE, GLOBAL GAS & LNG E CONCESSIONI UPSTREAM<sup>(a)</sup>**

Siti operativi/Concessioni Eni <sup>(a)</sup>	(numero)	Siti operativi (R&M, Versalis, EniPower, Plenitude, Global Gas & LNG)						Concessioni Upstream		
		In sovrapposizione a siti operativi			Adiacente a siti operativi (<1km) <sup>(b)</sup>			Con attività operativa nell'area di sovrapposizione		
		2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Siti operativi/Concessioni Eni <sup>(a)</sup>	(numero)	22	11	11	45	18	15	30	30	31
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Natura 2000		14	5	5	42	19	21	15	16	15
IUCN <sup>(c)</sup>		4	4	4	21	13	11	2	2	3
Ramsar <sup>(d)</sup>		0	0	0	3	3	3	2	3	2
Altre Aree Protette		5	2	2	8	8	3	10	11	12
KBA		9	5	6	15	8	11	9	12	13

(a) il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni Upstream appartenenti a società operate in Egitto e un deposito costiero di R&M, anch'esso appartenente a società operata concessioni e siti appartenenti a società operate. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni Upstream al 30 giugno di ogni 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) Un sito operativo/ concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/ adiacenza a più aree protette o KBA.

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

(e) Lista di zone umide di importanza internazionale individuale 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.

## Diritti umani



Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani approvata nel 2018 dal CdA di Eni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP)<sup>(42)</sup> e perseguendo un'ottica di miglioramento continuo. Questi aspetti sono descritti all'interno di un report dedicato, *Eni for Human Rights*<sup>(43)</sup>, pubblicato annualmente dal 2019, in cui si fornisce una rappresentazione integrale del modello gestionale adottato sul tema e delle attività degli ultimi anni, avvalendosi dell'UNGP Reporting Framework per rendicontare impegni e risultati. I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA. Anche nel 2021 il CSS ha approfondito le attività svolte nel corso dell'anno, tra cui il modello di gestione risk-based adottato da Eni e lo Slavery and Human Trafficking Statement approvato dal CdA ad aprile 2021. Nel 2021 Eni ha ulteriormente rafforzato il processo di attribuzione

al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi specifici a tutti i primi riporti dell'AD e agli altri livelli manageriali. Con riferimento alla formazione, in continuità con il percorso di sensibilizzazione interno sui diritti umani avviato nel 2016, con un workshop di engagement tenuto dall'AD, anche nel 2021 sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati principalmente alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sul tema e di migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia. In particolare, è stato elaborato un modulo formativo per tutto il personale e sono stati costruiti dei corsi di approfondimento su tematiche di interesse di singole attività/famiglie professionali.

L'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte sui diritti umani si concentrano sui temi considerati più significativi per l'azienda – come richiesto anche dagli UNGP – alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui la società opera. I "salient human rights issue" identificati da Eni sono 13, raggruppati in 4 categorie: diritti umani (i) nel posto di lavoro; (ii) nelle comunità che ospitano le attività di Eni; (iii) nelle relazioni commerciali (con fornitori, contrattisti e altri business partner) e (iv) nei servizi di security. Nel 2020 è stato realizzato un modello di valutazione del presidio dei **diritti umani sul posto di lavoro**. Si tratta di un modello "risk-based" finalizzato a segmentare le società Eni

(42) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs).

(43) Si veda: <https://www.eni.com/assets/documents/eni-report-human-rights.pdf>

85301/498

in base a specifici parametri quantitativi e qualitativi che collegano le caratteristiche e i rischi specifici del Paese/contesto operativo e legati al processo di gestione delle risorse umane, tra cui il contrasto a ogni forma di discriminazione, la parità di genere, le condizioni di lavoro, la libertà di associazione e contrattazione collettiva. Questo approccio identifica le eventuali aree di rischio, o di miglioramento, per le quali definire delle azioni specifiche da monitorare nel tempo. Nel corso del 2021 il modello è stato esteso a tutte le società controllate del business upstream ampliando la valutazione del presidio diritti umani sul posto di lavoro.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali**. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based – aggiornato nel 2021 – che si avvale di elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e alle caratteristiche progettuali, al fine di classificare i progetti di business delle attività Upstream in base al potenziale rischio diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) o "Human Rights Risk Analysis" (HRRR) – quest'ultimo svolto secondo una metodologia di analisi desk-based elaborata nel 2021 – per identificare le misure atte a prevenire gli impatti potenziali sui diritti umani e a gestire quelli esistenti. Nel 2021 tali approfondimenti sono stati condotti per i progetti esplorativi programmati a Cabinda Centro in Angola; nel Blocco 47 in Oman; nel blocco di Dumre in Albania; nell'Area C dell'Emirato di Sharjah (UAE). Per ogni progetto sono state identificate una serie di raccomandazioni volte a mitigare i potenziali impatti negativi, declinate in Piani d'azione da implementare nel 2022. Sempre con riferimento ai progetti industriali, nel 2021 è stato condotto un approfondimento sulle attività di decommissioning, per sviluppare una metodologia di analisi dei potenziali impatti sui diritti umani in tale fase e che sarà oggetto di consolidamento nel corso del prossimo biennio. In alcuni Paesi, quali la Norvegia, 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<sup>(44)</sup> interessate dalle attività di business svolte dalla società Eni US Operating nell'area, è stata adottata nel 2020 e rinnovata nel 2021.

Il rispetto dei diritti umani nella **catena di fornitura** è per Eni un requisito imprescindibile, garantito attraverso l'adozione di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto (si veda capitolo "Fornitori"). Le imprese che collaborano con Eni devono condividere, sottoscrivendo il Codice di Condotta, principi di responsabilità sociale che, inter alia, prevedono la tutela dei diritti umani. I fornitori, candidati alla qualifica e/o a procedimenti di procurement, sono responsabili dell'adempimento a puntuali requisiti, coerenti con gli standard internazionali SA8000. Nel processo di approvvigionamento il modello di valutazione e presidio del rispetto dei diritti umani<sup>(45)</sup>, basato su una valutazione risk-based, classifica i fornitori qualificati secondo il rischio potenziale di violazione diritti umani, con analisi della rischiosità sia del contesto Paese sia delle attività specifiche<sup>(46)</sup>. Le attività ad alto rischio sono sia attività industriali, come manutenzione, costruzione, assemblaggio, logistica, sia beni e servizi generali, come servizi di pulizia, catering, servizi di security e gestione degli immobili. I Paesi con il maggior numero di fornitori a rischio sono la Nigeria, il Congo e il Mozambico, per un complessivo di fornitori a rischio alto di 1.266 e medio-alto di 1.214. In base al modello, con cadenza periodica, tutti i fornitori sono oggetto di due diligence, valutazione di gara, di feedback d'esecuzione e periodici aggiornamenti con questionari dedicati, verso i fornitori diretti e i sub-fornitori. In coerenza con l'approccio risk-based, oltre alle verifiche di responsabilità sociale effettuate su tutti i fornitori (oltre 6.000) sottoposti al processo di qualifica, inclusi gli aggiornamenti, nonché le valutazioni effettuate in sede di gara, di feedback contrattuale, nel 2021 sono stati effettuati degli approfondimenti su 24 fornitori rilevanti in termini di valore contrattuale in essere, anche mediante survey in fase di esecuzione contrattuale, più ulteriori 11 audit ispirati ai principi SA8000 su appaltatori diretti e subappaltatori, pianificati a seguito di red flag relativi alla puntuale erogazione delle retribuzioni e riconoscimento degli straordinari, senza rilevare criticità. Per promuovere la conoscenza dei presidi sui diritti umani, sono stati organizzati dei programmi di formazione, via webinar, che hanno interessato tutte le risorse della famiglia professionale procurement, in Italia e all'estero. Sono state inoltre rafforzate le clausole sui diritti umani negli standard contrattuali. Ulteriori misure volte a contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite, rispetti-

(44) Si veda: [https://www.eni.com/assets/documents/Indigenous%20Peoples%20Policy%201DEC2020\\_final.pdf](https://www.eni.com/assets/documents/Indigenous%20Peoples%20Policy%201DEC2020_final.pdf)

(45) Nel 2021 è stata emessa una Operating Instruction per la famiglia professionale Procurement al fine di rafforzare il presidio sul tema.

(46) Basato su vulnerabilità e probabilità correlate a specifiche condizioni quali, il livello di formazione e competenze necessarie, il livello di intensità del lavoro, il ricorso ad agenzie di manpower, i rischi di natura HSE.

vamente, nel "Slavery and Human Trafficking Statement"<sup>47</sup> e nella Posizione sui "Conflict minerals"<sup>48</sup>. Quest'ultima descrive le politiche ed i sistemi per l'approvvigionamento di "conflict minerals" (tantalo, stagno, tungsteno e oro) da parte di Eni, aventi l'obiettivo di minimizzare il rischio che l'approvvigionamento di tali minerali possa contribuire a finanziare, direttamente o indirettamente, violazioni dei diritti umani nei Paesi interessati.

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights promossi dalla Voluntary Principles Initiative (VPI), alla cui partecipazione Eni è stata ammessa nel 2020 come "Engaged Corporate Participant". La VPI è un'iniziativa multistakeholder dedicata al rispetto dei diritti umani nella gestione delle operazioni di Security che coinvolge governi, imprese e ONG. Eni a febbraio 2021 ha redatto il suo primo Annual Report e a maggio ha effettuato una Verification Presentation di fronte al Secretariat della Voluntary Principles cui hanno preso parte aziende, ONG e Governi. In tale occasione Eni ha avuto modo di illustrare le attività compiute in termini di Voluntary Principles on Security & Human Rights nel primo anno dall'ingresso nella VPI. In conseguenza di ciò, Eni ha avviato l'Implementation Plan, elaborato dallo Steering Committee e ricevuto dal Secretariat della VPI, contenente una serie di requested actions volte a implementare le attività di Eni nella tutela dei Diritti Umani. Inoltre, nel 2021 Eni ha aggiornato il modello di "Human Rights due diligence", avviato nel 2020 e volto a identificare il rischio di impatto negativo sui diritti umani delle attività di security e a valutare il ricorso ad eventuali misure preventive e/o di mitigazione. Al riguardo, è stato introdotto un nuovo indicatore, relativo al rischio di coinvolgimento del Business nella violazione dei Diritti Umani da parte delle Forze di Sicurezza pubbliche e/o private. Sulla base delle risultanze emerse dall'applicazione del modello è stato redatto l'Action Plan "Security & Human Rights" che, con riferimento ai primi 10 Paesi risultanti dal risk-based model, ha previsto: (i) il campionamento dei contratti di vigilanza in essere, al fine di verificare la presenza o meno al loro interno delle clausole sui diritti umani; (ii) la verifica dell'allocazione/utilizzo di beni e servizi di security messi a disposizione delle forze di sicurezza, pubblica e privata. Nell'ambito dell'impegno di Eni alla diffusione dei principi di tutela dei diritti umani si colloca la realizzazione del workshop di formazione e informazione in materia di "Security & Human Rights" svolto in Messico nel novembre 2021.

Infine, dal 2006 Eni si è dotata di una procedura interna, aggiornata nel corso del tempo e da ultimo nel 2020, inserita anche tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni, anche rela-

tive ai diritti umani, inviate o trasmesse da stakeholder, persone di Eni e altri soggetti terzi, anche in forma confidenziale o anonima. Ad aprile 2021, anche su input dell'Organismo di Vigilanza di Eni SpA, è stato istituito un Gruppo di Lavoro multidisciplinare, per rispondere anticipatamente alle previsioni della Convenzione n. 190 dell'Organizzazione Internazionale del lavoro sull'eliminazione della violenza e delle molestie sul luogo di lavoro (ratificata dall'Italia il 4 gennaio 2021). Eni ha voluto portarsi avanti su un tema di centrale importanza, utilizzando la Convenzione n. 190 come punto di partenza, la quale prevede una serie di obblighi in capo alle aziende per prevenire le violenze e molestie sul lavoro. A tal fine, in data 21 dicembre 2021, è stato emesso l'Allegato E "Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro" alla MSG "Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi". Da ultimo, in linea con i principi del "responsible contracting" suggeriti dalle best practices e linee guida internazionali in materia di Business & Human Rights, Eni ha predisposto una serie di clausole standard in materia di compliance diritti umani da inserire sulla base di un approccio risk-based nelle principali fattispecie contrattuali di Eni e fornisce supporto al business per la definizione e negoziazione delle stesse.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2021 è proseguita la formazione obbligatoria per i dirigenti e i quadri (Italia ed estero) dei 4 moduli specifici: "Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities", "Human Rights in the Workplace" e "Human rights in the Supply Chain". Inoltre, è continuata l'erogazione rivolta a tutta la popolazione Eni dei percorsi di sostenibilità e diritti umani: la diminuzione delle ore di formazione sui diritti umani è legata alla calendarizzazione su più anni dell'attività formativa. È, tuttavia, aumentata la percentuale complessiva di fruizione al corso che si è attestata al 94,2% degli iscritti (vs. 92% nel 2020).

Per quanto riguarda la famiglia professionale Security, nel 2021 la percentuale di personale formato in tema di diritti umani si è attestata al 90%. La percentuale del Personale di Security che ha ricevuto formazione sui diritti umani 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. Nel 2021, la sessione formativa è stata realizzata in Messico e ha visto la partecipazione in presenza di 88 rappresentanti delle forze di sicurezza. All'evento hanno preso parte, in presenza o da remoto, altre 116 persone, tra cui il management e dipendenti di Eni, appartenenti ad altre oil companies e ONG.

(47) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015 e, a partire da quest'anno, alle normative australiana Commonwealth Modern Slavery Act 2018.

(48) In adempimento alla normativa della US SEC.



Nel 2021 sono stati condotti due "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) in Angola e Albania e due "Human Rights Risk Analysis" (HRRRA) in Oman e nell'Emirato di Sharjah (UAE). È proseguita, inoltre, la realizzazione delle azioni previste dai Piani di Azione relativi alle analisi di impatto sui diritti umani, svolte nel corso del 2019 e del 2018 sullo sviluppo dell'Area 1 in Messico e sullo sviluppo dell'Area 4 in Mozambico. Tutti i report degli HRIA condotti fino al 2020 ed i relativi Piani di Azione adottati, inclusi i report periodici sull'avanzamento dei Piani, sono disponibili pubblicamente sul sito Eni<sup>49</sup>.

Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2021 è stata completata l'istruttoria su 74 fascicoli<sup>50</sup>, di cui 30<sup>51</sup> 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 40 asserzioni<sup>51</sup>, per 5 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 di controlli in essere; ii) azioni verso fornitori 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 15 fascicoli, in 5 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	23.893	33.112	25.845
in classe		0	260	108
A distanza		23.893	32.852	25.737
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(a)</sup>	(%)	94	92	97
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(a)</sup>	(numero)	88	32	696
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(a)</sup>	(%)	90	91	92
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		98	97	97
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) <sup>(a)</sup> afferenti al rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno:	(numero)	30 (40)	25 (28)	20 (26)
Asserzioni fondate		2	11	7
Asserzioni parzialmente fondate		3		
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		7	9	8
Asserzioni non fondate <sup>(e)</sup> / non accertabili <sup>(f)</sup> / not applicable <sup>(g)</sup>		28	8	11

(a) 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.

(b) 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.

(c) Si tratta di un valore percentuale cumulato. A partire dal 2020 il dato viene calcolato considerando solo i dipendenti Eni, a differenza del dato 2019 che include anche i contrattisti. 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) 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").

(e) Di cui 1 relativa a società non consolidate con il metodo integrale.

(f) 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.

(g) Di cui 1 relativa a società non consolidate con il metodo integrale. Vengono così classificate le asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con l'oggetto di pre-contenziosi, contenziosi/e indagini in corso da parte di pubbliche autorità (ad esempio, autorità giudiziaria, 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.

(49) <https://www.eni.com/IT-IT/trasformazione/rispetto-diritti-umani.html>.

(50) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati.

(51) Di cui 2 riferiti a società non consolidate integralmente.

## Fornitori



Eni ha sviluppato un modello di procurement, dalla selezione e qualifica dei fornitori ai procedimenti di gara, che combina la sostenibilità economico-finanziaria con quella sociale e ambientale, con l'obiettivo di promuovere presso la supply chain la generazione di valore condiviso e duraturo, grazie ad una attiva partecipazione alla transizione energetica. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori, coinvolgendoli in iniziative di sviluppo e includendoli nelle attività di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del processo di sustainable procurement, Eni: i) sottopone, con cadenza periodica, tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne affidabilità etica, economica, tecnico-operativa e presidio in materia di salute, sicurezza, ambiente, cyber security e dei diritti umani, per minimizzare i rischi lungo la catena di fornitura; ii) richiede a tutti i fornitori la sottoscrizione del Codice di Condotta Fornitori come impegno reciproco nel riconoscere e tutelare il valore di tutte le proprie persone, impegnarsi a contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti, operare con integrità, tutelare le risorse aziendali, promuovendo l'adozione di tali principi presso le proprie persone e la propria catena di fornitura; iii) monitora con verifiche periodiche il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento nel tempo, da parte dei fornitori, dei requisiti di qualifica e di gara. A tal fine, lungo il processo di procurement vengono valutati temi sia ambientali<sup>(52)</sup> che sociali<sup>(53)</sup>, in coerenza con un approccio alla transizione energetica equa e sostenibile e in linea con i tempi e gli investimenti necessari all'ideazione e implementazione di nuove tecnologie e soluzioni; iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento o, qualora non risultino soddisfatti gli standard minimi di accettabilità ove previsti, limita o inibisce l'invito a gare dei fornitori.

Per promuovere lo sviluppo sostenibile delle filiere, nel 2021 Eni ha rafforzato ulteriormente le iniziative finalizzate a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica equa e sostenibile, valorizzando gli aspetti di tutela ambientale, sviluppo economico e crescita sociale grazie a strumenti e iniziative per lo sviluppo di una supply chain sostenibile. Il Programma (JUST – join us in sustainable transition) ha permesso di: i) definire un percorso sistemico attraverso il lancio della piattaforma Openes che conta già più di 3.000 aziende, di cui quasi 2.500 appartenenti alla filiera di Eni. Tale piattaforma mette a disposizione delle filiere industriali strumenti concreti per migliorare le proprie performance ESG, basandosi sulle Stakeholder Capitalism Metrics, le metriche definite dal World Economic Forum (WEF). La partecipazione all'iniziativa è requisito essenziale per valutare e valorizzare l'impegno profuso da ciascun fornitore Eni nel perseguire un percorso equo di sviluppo sostenibile, con l'obiettivo di coinvolgere l'intera filiera; ii) approfondire le conoscenze grazie a

workshop su tematiche ESG, che hanno coinvolto 350 fornitori qualificati appartenenti ad una decina di diversi settori merceologici, per condividere obiettivi di sostenibilità. Individuate le sfide che caratterizzano il settore specifico vengono definiti target e piani d'azione da monitorare nel tempo. Sono stati organizzati anche momenti di formazione ed engagement su tematiche digitali, con particolare focus sulla cyber security, rivolti a circa 1.000 fornitori e sulle metodologie di misurazione della CO<sub>2</sub> e redazione del bilancio di sostenibilità; iii) rafforzare il quadro procedurale tramite l'inserimento di presidi di cyber security, in qualifica e nei procedimenti di gara, e di sostenibilità nella documentazione standard di gara e contrattuale; iv) supportare dal punto di vista finanziario la filiera per premiare l'impegno nella transizione energetica e promuovere la realizzazione di modelli di business sostenibili con l'avvio del Programma "Basket Bond - Energia Sostenibile", uno strumento di finanza innovativa dedicato ai fornitori diretti e indiretti di Eni e a tutta la filiera dell'energia. Inoltre, è stato previsto l'inserimento di specifiche clausole che prevedono la possibilità di utilizzo di servizi di factoring a condizioni vantaggiose negli standard di Richiesta di Offerta; v) valorizzare l'impegno e favorire l'adozione di best practice da parte dei fornitori attraverso l'adozione di criteri di sostenibilità e meccanismi premianti nella valutazione delle offerte di oltre 280 procedimenti per circa €2,5 Mld di valore. Inoltre, sono state introdotte specifiche clausole contrattuali che permettono di monitorare nel tempo il progresso rispetto ai piani di miglioramento emersi in fase di qualifica o di partecipazione alla gara.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2021, 6.318 fornitori<sup>(54)</sup> sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anti-corruzione, compliance). I fornitori interessati da potenziali criticità, soggette ad azioni di miglioramento, sono circa l'8% (pari a 487) di quelli analizzati. Le criticità sono prevalentemente riferite a carenze nel rispetto delle norme sulla salute e sicurezza e dei principi sanciti dal Codice di Condotta e dal Codice Etico. Il numero complessivo dei fornitori interessati è in riduzione rispetto al 2020, anno in cui le criticità rilevate hanno riguardato le numerose branch estere di fornitori di dimensione internazionale. Per analoga ragione si registra una riduzione dei fornitori con i quali sono stati interrotti i rapporti (pari a 34), per valutazione negativa in fase di qualifica oppure per provvedimento di sospensione o revoca della qualifica.

(52) In procedimenti di gara sono stati introdotti dei requisiti premianti quali ad esempio l'efficiamento energetico, l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili, certificazioni di sostenibilità, parco automezzi, utilizzo di materiale di riciclo, modalità di smaltimento dei rifiuti, etc.

(53) Al fine di incentivare il fornitore, ad esempio, a garantire la parità di genere nel team, il mantenimento del livello occupazionale, etc.

(54) Include anche tutti i nuovi fornitori.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	6.318	5.655	5.906
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		487	828	898
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		34	124	96
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	100	100	100

## Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale



A dimostrazione dell'impegno a favore dei 10 Principi delle Nazioni Unite per il business responsabile, nel 2021 Eni è stata confermata nel Global Compact LEAD. Tali principi, tra cui il ripudio della corruzione, sono riflessi nel Codice Etico di Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e nel Modello 231 di Eni SpA. A partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il **Compliance Program Anti-Corruzione**, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli e presidi organizzativi volti alla prevenzione dei reati di corruzione e strumentali anche alla prevenzione del fenomeno del riciclaggio nel contesto delle attività non finanziarie di Eni SpA e delle sue Società Controllate. A livello normativo il Compliance Program Anti-Corruzione è rappresentato dalla MSG Anti-Corruzione<sup>55</sup> e da strumenti normativi di dettaglio che costituiscono il quadro di riferimento nell'individuazione delle attività a rischio e degli strumenti di controllo che Eni mette a disposizione delle sue persone per prevenire e contrastare il rischio di corruzione e di riciclaggio. Le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA<sup>56</sup>, gli strumenti normativi anti-corruzione emessi da Eni SpA. Inoltre, le società e gli enti in cui detiene una partecipazione non di controllo sono incoraggiati a rispettare gli standard definiti nella normativa interna anti-corruzione, adottando e mantenendo un sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti stabiliti dalle leggi in materia. Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Per il mantenimento di detta certificazione Eni è sottoposta ciclicamente ad audit di sorveglianza e ricertificazione che si sono sempre conclusi con esito positivo. In aggiunta, per garantire l'effettività del

Compliance Program Anti-Corruzione, Eni, attraverso l'unità anti-corruzione e anti-riciclaggio, supporta le sue società controllate in Italia e all'estero, fornendo assistenza specialistica nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità delle potenziali controparti a rischio (c.d. "due diligence"), alla gestione delle eventuali criticità/red flag emerse e all'elaborazione dei relativi presidi contrattuali. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con le controparti, specifiche clausole anti-corruzione che prevedono anche l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nel corpo normativo anti-corruzione di Eni. Le attività rilevanti nell'ambito del Compliance Program Anti-Corruzione e la pianificazione di tali attività per i periodi successivi sono oggetto di una relazione annuale che costituisce parte integrante della Relazione della funzione di Compliance Integrata e ne segue i relativi flussi informativi rivolti agli organi di controllo di Eni. Con cadenza semestrale, salvo eventi straordinari che ne suggeriscano una diversa periodicità, inoltre viene predisposto un aggiornamento della relazione in ragione delle attività svolte nel semestre di riferimento e di eventuali fatti rilevanti occorsi nel periodo. Eni inoltre ha definito e attuato uno strutturato processo di Compliance risk assessment e monitoring volto rispettivamente a: (i) identificare, valutare e tracciare i rischi di corruzione nell'ambito delle proprie attività di business e ad orientare la definizione e l'aggiornamento dei presidi di controllo previsti negli strumenti Normativi Anti-Corruzione; (ii) analizzare periodicamente l'andamento dei rischi di corruzione identificati, attraverso lo svolgimento di specifici controlli e analisi di indicatori di rischio volti ad assicurare l'aderenza ai requisiti normativi e l'efficacia dei modelli posti a loro presidio. Tra le attività a rischio individuate da Eni attraverso il Compliance risk assessment, in ragione del proprio contesto operativo e organizzativo di riferimento, rientrano a titolo esemplificativo: (i) contratti con Terze Parti a Rischio corruzione e riciclaggio (quali, a titolo esemplificativo, business associate, partner di joint venture,

(55) L'ultima versione della MSG Anti-Corruzione (che aggiorna e sostituisce la precedente versione del 2014) è stata: i) illustrata e sottoposta a parere preventivo del Comitato di Controllo e Rischi di Eni SpA e per informativa al Collegio Sindacale e all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA; ii) approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA in data 24 giugno 2021. La MSG Anti-Corruzione è stata pubblicata in data 19 luglio 2021 ed è disponibile sul sito [www.eni.com](http://www.eni.com).  
(56) O in alternativa dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

broker, controparti nelle operazioni di gestione di beni immobili, operatori della rete commerciale, fornitori, acquirenti/cessionari di crediti ecc.); (ii) operazioni di compravendita di partecipazioni societarie, aziende e rami d'azienda, diritti e titoli minerari ecc. e contratti di joint venture; (iii) iniziative non profit, progetti sociali e sponsorizzazioni; (iv) vendita di beni e servizi (quali a titolo esemplificativo, contratti con clienti del processo commerciale), operazioni di trading e/o shipping; (v) selezione, assunzione e gestione delle risorse umane; (vi) omaggi e ospitalità; (vii) rapporti con Soggetti Rilevanti. Annualmente vengono pianificate attività di Compliance risk assessment e interventi di Compliance Monitoring anti-corruzione secondo un approccio risk-based. Nel corso del 2021 gli interventi di Compliance Risk Assessment anti-corruzione effettuati hanno riguardato l'ambito Anti-Corruzione nel suo complesso e l'attività a rischio "Operazioni di compravendita di partecipazioni societarie, aziende e rami d'azienda, diritti e titoli minerari ecc. e contratti di joint venture". Alla luce degli esiti di questi interventi sono stati confermati il livello di rischio dell'ambito corruzione e l'adeguatezza delle misure di mitigazione poste in essere, identificati nelle precedenti attività svolte, e sono stati definiti, inoltre, specifici adempimenti riguardanti l'attività a rischio valutata. Nel corso del 2021, gli interventi di Compliance Monitoring effettuati in ambito Anti-Corruzione hanno riguardato le attività a rischio: "Joint Venture" e "Business Associates" ("Canali di vendita", "Consulenti" e "Altri business Associates"). Gli esiti delle verifiche hanno evidenziato un trend del livello di rischio delle attività in linea con quello rilevato in sede di Compliance Risk Assessment e hanno confermato l'efficacia del modello di compliance adottato. Eni realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione rivolto ai propri dipendenti, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione adottato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative, è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni in funzione di specifici driver di rischio di corruzione come ad esempio Paese, qualifica, famiglia professionale. Vengono svolte, inoltre, attività di informazione e aggiornamento periodico attraverso l'elaborazione di brevi pillole informative di compliance, ivi compresi eventuali temi anti-corruzione. Inoltre, si ricorda, che nel 2020 in occasione del loro insediamento, ai membri del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA sono stati illustrati a fini formativi gli elementi chiave del Compliance Program Anti-Corruzione anche in termini di coerenza di quest'ultimo rispetto alle best practice internazionali. Nel corso del 2021

sono state portate all'attenzione del Consiglio: i) alcune revisioni della normativa anti-corruzione, finalizzate a recepire alcune modifiche intervenute alla struttura organizzativa e di processo, nonché miglioramenti via via apportati agli Strumenti Normativi Anti-Corruzione; ii) alcune proposte di aggiornamento del Modello 231 e delle relative attività sensibili e standard di controllo, ai fini di allineamento normativo e di razionalizzazione e valorizzazione nel documento, in ottica di compliance integrata, del sistema di controllo interno Eni e dei vari compliance program che lo compongono. Nell'ambito della formazione anti-corruzione per le proprie terze parti, Eni ha avviato un programma di formazione online, per i dipendenti di GreenStream BV (società detenuta al 50% da Eni North Africa BV e al 50% dalla National Oil Corporation Libica) e per i business associate di Eni G&P France SA. L'esperienza di Eni in materia anti-corruzione matura anche attraverso la partecipazione a convegni eventi e gruppi di lavoro internazionali che rappresentano per Eni strumento di crescita e di promozione e diffusione dei propri valori. Al riguardo, si segnala, nel 2021, la partecipazione attiva di Eni nell'ambito del Partnering Against Corruption Initiative (PACI) del World Economic Forum, dell'O&G ABC Compliance Attorney Group (gruppo di discussione sulle tematiche anticorruzione nel settore dell'Oil & Gas) e nell'ambito della Task Force Integrity & Compliance del B20 Italy. Nell'ambito del piano integrato di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sul rispetto delle previsioni del Compliance Program attraverso interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente. Eni, inoltre, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna, aggiornata nel corso del tempo e da ultimo nel 2020, allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla normativa italiana in materia (L.179/2017), che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. di whistleblowing) ricevute, anche in forma confidenziale o anonima, da Eni e dalle società controllate in Italia e all'estero. Tale normativa consente a dipendenti e soggetti terzi, di segnalare fatti afferenti al Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere, idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni. Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e facilmente accessibili, disponibili sul sito eni.com.

La **strategia fiscale** di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della società<sup>57</sup>, si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali"<sup>58</sup> ed ha come primo obiettivo l'assolvimento puntuale e corretto delle obbligazioni di imposta nei diversi Paesi di attività nella consa-

(57) Si veda: [https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy\\_ITA.pdf](https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy_ITA.pdf).

(58) Si veda: <https://www.oecd.org/daf/inv/mne/MNEguidelinesITALIANO.pdf>.

pevolezza di contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale. Eni ha disegnato e implementato un Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO di Eni, strutturato in un processo aziendale a tre fasi: (i) valutazione del rischio fiscale (Risk Assessment); (ii) individuazione e istituzione dei controlli a presidio dei rischi; (iii) verifica di efficacia dei controlli e relativi flussi informativi (Reporting). Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Autorità fiscali e il mantenimento di rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo ed alla collaborazione partecipando, laddove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance). A testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un uso responsabile delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale. In conformità alla legge Italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G-20, il cui obiettivo è fare dichiarare i profitti delle aziende multinazionali nelle giurisdizioni dove le attività economiche che li generano sono svolte, in misura proporzionale al valore generato. Nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale a beneficio di tutti gli stakeholder interessati, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni, pur non essendoci obblighi normativi al riguardo<sup>59</sup>. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI<sup>60</sup>. Sempre in linea con il supporto ad EITI, Eni ha pubblicato una posizione pubblica sulla trasparenza contrattuale in cui incoraggia i Governi a conformarsi al nuovo standard sulla pubblicazione dei contratti

ed esprime il proprio sostegno ai meccanismi e alle iniziative che saranno avviate dai Paesi per promuovere la trasparenza in questo ambito. Infine, anticipando di due anni gli obblighi di rendicontazione in materia di trasparenza dei pagamenti agli Stati nell'esercizio dell'attività estrattiva introdotti dalla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive), Eni aveva iniziato nel 2015 a fornire disclosure su base volontaria di una serie di dati di sintesi dei flussi finanziari pagati agli Stati nei quali conduce attività di ricerca e produzione d'idrocarburi.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2021 sono stati svolti 20 interventi di audit, in 9 Paesi, nell'ambito dei quali sono state eseguite verifiche anticorruzione applicabili sul rispetto delle previsioni del Compliance Program Anti-Corruzione e 22 interventi di vigilanza sui Modelli 231/di Compliance delle società controllate italiane/estere. Come nel 2020, anche quest'anno i casi di corruzione accertati<sup>61</sup> relativi ad Eni Spa sono pari a 0. Per i procedimenti in corso si veda la sezione "Contenziosi" a pagina 298. Nell'anno 2021, a causa dell'emergenza legata al COVID-19, gli eventi formativi pianificati in aula sono stati effettuati in modalità a distanza. Inoltre, nel 2021 è proseguita la formazione online sui temi anti-corruzione secondo la metodologia risk based iniziata nel 2019 rivolta a tutta la popolazione aziendale. Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce annualmente alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste e Regno Unito. In Kazakistan, Indonesia, Mozambico, Nigeria e Messico, le controllate di Eni si interfacciano con i Multi Stakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione	(numero)	20	17	31
E-learning per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	(numero di partecipanti)	7.800	7.672	3.388
E-learning per risorse in contesto a basso rischio corruzione		3.088	3.079	3.769
Workshop generale		1.284	1.265	904
Job specific training		702	686	968
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	9	9	9

(59) Per maggiori dettagli si veda l'ultimo Country by Country Report pubblicato nel 2021 relativo all'anno 2010: [https://www.eni.com/assets/documents/eng/reports/2020/Country-by-Country-2020\\_ENG.pdf](https://www.eni.com/assets/documents/eng/reports/2020/Country-by-Country-2020_ENG.pdf).

(60) EITI ha individuato Eni e Shell come aziende pioniere tra le major Oil&Gas nella reportistica country by country (per maggiori informazioni si veda: <https://eiti.org/news/extractives-companies-champion-tax-transparency>).

(61) Sentenze di condanna passate in giudicato relative a procedimenti penali per corruzione domestica e/o internazionale.





## ALLEANZE PER LO SVILUPPO



Una leva del modello di business di Eni è rappresentata dalla promozione dello sviluppo locale attraverso interazioni continue con le istituzioni e gli stakeholder locali per destinare la produzione di gas al mercato locale favorire l'accesso all'energia, insieme ad un'ampia serie di interventi necessari per rispondere alle esigenze delle comunità. Le strategie di sviluppo che ne derivano sono rafforzate dall'avvio di partnership pubblico-private e alleanze con attori impegnati sul territorio, dalle Organizzazioni Internazionali alle banche di sviluppo, dalle istituzioni nazionali al settore privato, dalle università ai centri di ricerca, dagli enti di cooperazione alle organizzazioni della società civile. Il valore aggiunto di queste collaborazioni consente di mettere a fattor comune risorse non solo economiche ma anche in termini di know-how ed esperienza, contribuisce al miglioramento della qualità della vita delle persone e al raggiungimento dei Sustainable Development Goals (SDG). A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, che accompagna le varie fasi progettuali di business al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale, dal momento dell'acquisizione delle licenze fino al decommissioning, Eni adotta strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali per rispondere alle esigenze delle popolazioni locali. Queste attività, definite in specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (Local Development Programme - LDP) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, i Piani Nazionali di Sviluppo, i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e gli impegni previsti dall'Accordo di Parigi (Nationally Determined Contributions - NDC), prevedono cinque linee di azione: (i) progetti di sviluppo locale: contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita. Queste iniziative sono volte al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e al clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali) e alla protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio, all'educazione e alla formazione professionale, all'accesso all'acqua ed ai servizi igienici, ad una corretta nutrizione e al supporto dei servizi e dei sistemi sanitari, oltre al miglioramento dello stato di salute dei gruppi vulnerabili; (ii) Local Content: generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e l'implementazione di progetti di sviluppo; (iii) Land management: gestione ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative e misure di mitigazione degli impatti; Eni si impegna a valutare possibili alternative di progetto con l'obiettivo di perseguire il benessere delle comunità locali; (iv) Stakeholder engage-

ment: la capacità della Società di relazionarsi con gli stakeholder e di rafforzare la reciproca comprensione e fiducia è elemento fondamentale per la definizione e conduzione delle attività di dialogo e coinvolgimento degli stakeholder, oltre che delle migliori azioni da mettere in campo per conseguire uno sviluppo sostenibile in sinergia con le comunità locali; (v) Human Rights: valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili - direttamente o indirettamente - alle attività di Eni tramite HRIA o HRRRA (si veda sezione Diritti Umani sopra), definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGP) e promozione dei diritti umani mediante i Progetti di Sviluppo Locale sopra richiamati. La definizione di Local Development Programme implica l'impegno di Eni in prima linea sul campo e al fianco degli altri attori locali per contribuire allo sviluppo sostenibile dei Paesi. In questa direzione si muovono molte delle partnership sviluppate da Eni con Organizzazioni Internazionali e - più in generale - della cooperazione allo sviluppo, come ad esempio gli accordi firmati nel 2021: in Angola con VIS per il progetto integrato a Cabinda, con CUAMM (Collegio Universitario Aspiranti Medici Missionari) per un progetto volto a migliorare la salute per le comunità a Cunene; è stato inoltre rinnovato l'accordo con IIA (Instituto de Investigação Agronomica) e con ADPP è stato firmato un accordo per l'installazione di pannelli solari in 4 centri di salute; in Mozambico con AVSI e CUAMM in risposta all'emergenza umanitaria e con UNILURIO per l'implementazione di un progetto di resilienza al cambiamento climatico per le comunità nel distretto di Mecufi; in Kenya un cooperation agreement con AVSI per l'installazione pilota di pannelli fotovoltaici organici (OPV) in una scuola della Contea di Kwale; in Egitto è stato firmato un cooperation agreement per l'avvio della Scuola di Tecnologia Applicata Zohr a Port Said con Fondazione Elsewedy, il Ministero dell'Educazione e della Formazione Tecnica, il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie, il governatorato di Port Said e la Egyptian Natural Gas Holding Company; con AICS (Agenzia Italiana per la Cooperazione e lo Sviluppo) in Mozambico per collaborare nei settori dell'educazione e formazione tecnica, sicurezza alimentare e nutrizione, salute, accesso all'energia e diversificazione economica con particolare riferimento all'agricoltura e in Kenya in settori chiave per lo sviluppo del Paese quali agricoltura e catene del valore dell'ambiente, della salute, della formazione e dell'istruzione professionale, nonché dell'accesso all'energia/energia verde e all'innovazione; in Kazakistan un cooperation agreement con UNDP (United Nations Development Programme) per l'implementazione di un progetto di efficientamento energetico e l'installazione di un impianto solare termico in una scuola nella regione del Turkistan. Nelle diverse fasi progettuali di business, in linea con i principi standard/metodologie riconosciuti

a livello internazionale, Eni ha sviluppato: (i) strumenti di analisi per meglio comprendere il contesto di riferimento e indirizzare opportunamente i progetti di sviluppo locale, come ad esempio la Social Context analysis – anche in base alla global Multidimensional Poverty Index (MPI) sviluppato da UNDP e Oxford University – e gli Human Rights Impact Assessment (HRIA); (ii) strumenti gestionali per “mappare” la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti, tra cui Stakeholder Management System (SMS), Logical Framework Approach (LFA) e Monitoring, Evaluation and Learning (MEL); (iii) strumenti di valutazione di impatto, utili a valorizzare i benefici diretti, indiretti e indotti generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione, come ad esempio Eni Local Content Evaluation (ELCE) e Eni Impact Tool<sup>62</sup>; (iv) analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estero Upstream, che nel 2021, è risultata pari a circa il 35% dello spesa totale.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2021, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €105,3<sup>63</sup> milioni (quota Eni), di cui circa il 95% nell'ambito delle attività Upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €37,1 milioni, di cui €28,8 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito dello sviluppo e manutenzione di infrastrutture in particolare edifici scolastici. In Asia sono stati spesi ca. €28 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per lo sviluppo e la manutenzione di infrastrutture. In Italia sono stati spesi €32,6 milioni. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €39,8 milioni, di cui €20,5 milioni in Asia, €14,3 milioni in Africa, €5,0 milioni in America Centro-Meridionale. Tra i principali progetti realizzati nel 2021 si segnalano iniziative per favorire: i) l'accesso all'acqua attraverso la costruzione di un impianto di trattamento delle acque in Iraq; manutenzione di 10 pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici nel nord-est della Nigeria, l'installazione di sette punti d'acqua in Ghana, manutenzione dei punti d'acqua preesistenti e attività di sensibilizzazione circa l'utilizzo dell'acqua pulita e potabile in Angola; ii) l'accesso all'elettricità in Libia attraverso il supporto a General Electricity Company Libica (GECOL) in termini di ri-

cambi e training; in Angola attraverso la manutenzione dei sistemi di energia solare installati presso scuole e centri medici; sono state inoltre svolte attività per favorire l'accesso al clean cooking in Mozambico, Ghana e Angola attraverso campagne di sensibilizzazione e distribuzione di sistemi di cottura migliorati; iii) la diversificazione economica sia nel settore agricolo in Angola, Congo e Nigeria sia per supportare l'imprenditoria locale e giovanile in Ghana ed Egitto; iv) l'accesso all'educazione con attività sia per gli studenti che per i formatori in Angola, Egitto, Mozambico, Ghana, Iraq e Messico. Nell'ambito degli interventi attuati in risposta alle esigenze sanitarie nel 2021, Eni ha sostenuto 11 iniziative contro la pandemia COVID-19, in 8 Paesi esteri, rivolte in particolare ai gruppi vulnerabili locali, ospedali, istituzioni sanitarie e ministeri della salute, fornendo: ventilatori e respiratori; apparecchiature per terapia intensiva e altre apparecchiature mediche; dispositivi di protezione individuale. Inoltre, il piano di risposta all'emergenza ha previsto: i) l'implementazione di campagne di sensibilizzazione comunitaria e azioni di “community engagement” volte a prevenire la diffusione del virus; ii) distribuzione di informazioni igienico-sanitarie e strumenti per il lavaggio delle mani; iii) misure di protezione sociale e assistenza alimentare come la distribuzione di pasti per famiglie e gruppi vulnerabili. Oltre al supporto per combattere la pandemia, Eni ha realizzato 37 iniziative in 14 Paesi per il miglioramento dello stato di salute delle popolazioni attraverso il rafforzamento delle competenze del personale sanitario, la costruzione e la riabilitazione di strutture sanitarie e il loro equipaggiamento, l'accesso all'acqua potabile, l'informazione, l'educazione e la sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte. Il totale della spesa per le iniziative di salute delle comunità nel 2021 corrisponde a €11,6 milioni, di cui €3,1 milioni per il supporto alle comunità locali nell'ambito dell'emergenza COVID-19.

Nel corso del 2021 sono stati ricevuti 245 grievance<sup>64</sup>, di cui il 53% sono stati già risolti. I reclami hanno riguardato principalmente: gestione delle relazioni con le comunità, gestione degli aspetti ambientali, land management, sviluppo dell'occupazione. Infine, nel 2021, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 10 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 7 come studi preliminari integrati ESHA (Environmental, Social and Health Impact Assessment) e 3 come integrati ESHA.

## PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
		Totale di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Investimenti per lo sviluppo locale	(milioni di euro)	105,3	96,1	95,3
di cui: infrastrutture		39,8	41,8	43,4

(62) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte future di investimento.

(63) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2021 sono pari a €5,9 mln, di cui: €5,8 mln in Mozambico, €0,02 mln in Ghana e €0,04 mln in Kazakistan.

(64) 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 contrattista o fornitore. Un grievance viene definito come “risolto” quando le parti hanno concordato una proposta di risoluzione.

## TASSONOMIA

Il Regolamento 852 del giugno 2020 del Parlamento Europeo e del Consiglio "Taxonomy Regulation" istituisce un sistema di classificazione unitario (tassonomia) delle attività economiche sostenibili al fine di individuare il grado di ecosostenibilità degli investimenti produttivi.

In base al regolamento della tassonomia un'attività economica è considerata sostenibile se:

- i) contribuisce in modo sostanziale a uno o più dei sei obiettivi ambientali dell'UE (di cui all'art. 9 del regolamento);
- ii) rispetta il principio del "do no significant harm" (DNSH), cioè di non ledere alcuno degli altri obiettivi;
- iii) presenta requisiti minimi di salvaguardia che sono procedure adottate dalle imprese per garantire nello svolgimento dell'attività il rispetto delle linee guida OCSE per le imprese multinazionali e dei Principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, inclusi i principi e i diritti stabiliti dalle otto convenzioni fondamentali individuate nella dichiarazione dell'ILO sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro e dalla Carta internazionale dei diritti dell'uomo;
- iv) sia conforme ai criteri di vaglio tecnico "Technical Screening Criteria – TSC" stabiliti dalla Commissione, che definiscono le condizioni di performance affinché contribuisca in modo sostanziale a uno dei sei obiettivi ambientali e rispetti il principio DNSH.

Gli obiettivi ambientali previsti dalla Tassonomia sono:

- la mitigazione dei cambiamenti climatici;
- l'adattamento ai cambiamenti climatici;
- l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine;
- la transizione verso un'economia circolare;
- la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento;
- la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

Per ciascuno di questi obiettivi ambientali, la Commissione in forza della delega conferita dalla Taxonomy Regulation emana un allegato tecnico (Annex) che identifica le attività economiche in grado di contribuire a ciascun obiettivo e i relativi criteri di vaglio tecnico "TSC", che stabiliscono le condizioni di performance che devono essere valutate per ciascuna attività ai fini della verifica del principio del contributo sostanziale all'obiettivo e del rispetto del principio di DNSH nei confronti degli altri obiettivi.

A oggi, la Commissione ha emanato gli annex I e II relativi agli obiettivi ambientali: mitigazione dei cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici.

In base all'art. 8 della Tassonomia, le società quotate nei mercati regolamentati dell'UE tenute a redigere la Dichiarazione di carattere Non Finanziario "DNF" (di cui agli art. 19 bis e 29 bis della Direttiva 2013/34/UE) sono soggette a delle disposizioni di trasparenza in materia di attività sostenibili attraverso la pubblicazione in DNF di tre indicatori di performance ("KPI") relativi alla quota di ricavi, costi operativi ("opex") e investimenti ("capex") associati alle attività economiche ecosostenibili sul totale del-

le tre voci a livello di impresa. Con Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 la Commissione ha definito il contenuto e le modalità di presentazione delle informazioni richieste per rispettare l'obbligo di reporting previsto dall'art. 8, nonché la metodologia per conformarsi a tale obbligo informativo.

In base al Regolamento Delegato, il nuovo obbligo di reporting è in vigore dalla DNF relativa all'esercizio 2021 pubblicata nel calendar year 2022. Nel primo anno di reporting, è prevista l'indicazione dell'incidenza di ricavi, opex e capex relativi alle attività di Eni considerate ammissibili dalla Tassonomia (Taxonomy-eligible) sui corrispondenti valori del bilancio consolidato in relazione ai primi due obiettivi ambientali – mitigazione dei cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici – per i quali sono stati emanati i relativi atti delegati di normazione, senza applicazione dei TSC che saranno applicati dall'esercizio 2022.

Dal secondo anno di reporting, relativo all'esercizio/DNF 2022, le attività Eni ammissibili saranno oggetto di assessment in base ai TSC definiti per ciascuna attività al fine di stabilire nell'ambito dei ricavi/opex/capex ammissibili associati a ciascuna attività, le quote allineate ai requisiti tecnici di performance definiti negli Atti delegati relativi a ciascun obiettivo ambientale, cioè in quale percentuale le attività sono Taxonomy-aligned.

Per attuare gli obblighi di reporting del primo anno di applicazione del Regolamento Tassonomia, Eni ha eseguito una mappatura delle attività economiche di presenza per valutare le attività economiche operate ammissibili ai sensi della Tassonomia per il conseguimento dei primi due obiettivi ambientali (mitigazione e adattamento).

### PRINCIPALI ATTIVITÀ AMMISSIBILI DI ENI AI FINI DELL'OBIETTIVO DI MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

3.10	Produzione d'idrogeno
3.14	Produzione di prodotti chimici organici di base
3.17	Produzione di plastiche in forma primaria
4.1	Generazione di e.e. solare
4.3	Generazione di e.e. eolica
4.4	Generazione di e.e. dalla tecnologia dell'energia del mare
4.8	Generazione di e.e. da bioenergia
4.13	Produzione di biocarburanti per l'utilizzo nei trasporti
4.20	Cogenerazione di caldo/freddo ed e.e. da bioenergia
5.1 -5.4	Costruzione, estensione ed esercizio di reti di raccolta e Trattamento di acqua e acqua di risulta
5.7	Digestione anaerobica di rifiuti organici
5.12	Stoccaggio geologico permanente sotterraneo della CO <sub>2</sub>
6.10	Trasporto di merci via mare
6.15	Infrastrutture per il trasporto low carbon su strada e trasporto pubblico

## 7.6 Installazione/manutenzione di tecnologie per le energie rinnovabili

Tali attività sono ammissibili anche ai fini del conseguimento dell'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico. Nella DNF 2022 che sarà pubblicata nel calendar year 2023 saranno fornite le percentuali in base alle quali ciascuna delle attività Eni ammissibili per la mitigazione è adattata ai rischi del cambiamento climatico attraverso l'applicazione del relativo criterio DNSH.

I dati economici e patrimoniali delle attività ammissibili di Eni per il calcolo delle incidenze sui valori del bilancio consolidato sono stati estratti a cura delle società del Gruppo dai sistemi di contabilità generale e di contabilità analitica utilizzati per la preparazione dei bilanci civilistici, redatti nella maggior parte dei casi a principi IFRS. I dati delle contabilità societarie sono rettificati, ove necessario, per adeguarli ai principi IFRS adottati nella preparazione del bilancio consolidato di Eni e apportando le opportune elisioni di consolidamento (transazioni intercompany, eliminazione utili interni, etc.).

Pertanto, i dati utilizzati per il calcolo delle percentuali di incidenza

delle attività ammissibili previste dalla normativa sono desunti dai flussi amministrativi per il bilancio consolidato di Eni. Le voci di ricavi, costi operativi, incrementi delle immobilizzazioni materiali e immateriali, compresi gli incrementi derivanti da acquisizioni e per accensione/rinnovo/revisione di contratti di leasing, sono stati determinati estraendo le corrispondenti voci dei conti di contabilità generale per le società del Gruppo che svolgono in modo esclusivo una delle attività ammissibili (mono-business), mentre per le società pluri-business si è reso necessario segmentare le voci di contabilità generale rilevanti utilizzando la contabilità analitica che disaggrega i dati della contabilità generale attribuendoli a più oggetti di reporting (linee di prodotto, stabilimenti, unità produttive, commesse di costo/investimento) in funzione delle esigenze del management di comprensione delle modalità di formazione dei risultati e di controllo dei costi.

Attribuendo alle attività ammissibili di Eni ai fini degli obiettivi di adattamento di mitigazione del cambiamento climatico le voci di ricavi, costi operativi e incrementi delle immobilizzazioni materiali/immateriali e dei diritti di utilizzo beni in leasing relative all'esercizio 2021, si ottengono le seguenti incidenze sui corrispondenti valori del bilancio consolidato:

### TASSONOMIA EUROPEA - INCIDENZA ATTIVITÀ AMMISSIBILI

		Ricavi	Opex	Opev
Ammissibili	(milioni di euro)	5.530	1.653	535
Non-ammissibili	(milioni di euro)	71.045	6.128	3.157
Totale	(milioni di euro)	76.575	7.781	3.692
% Ammissibile		7%	21%	14%
% Non-Ammissibile		93%	79%	86%

I ricavi delle attività ammissibili comprendono principalmente i ricavi generati da:

- ▶ le vendite wholesale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, fotovoltaico ed eolico onshore, fatte dal segmento di business Plenitude & Power tramite la società Eni New Energy SpA e le controllate operative in Italia, Francia, Spagna e USA;
- ▶ le vendite di biocarburanti non miscelati, nello specifico di Hydrogenated Vegetable Oil prodotto dalle bioraffinerie Eni e venduto sul mercato FOB;
- ▶ le vendite di energia elettrica prodotta da bioenergia (fermentazione di materia prima agricola) fatte dalle società del

gruppo Fri-El (ora EniBioCh4in) acquisite in corso d'anno;

- ▶ le vendite di energia elettrica e calore cogenerativo prodotti da biomassa forestale fatte dallo stabilimento di Crescentino della Versalis;
- ▶ le vendite delle attività di transizione relative alla produzione di chimica organica e di prodotti di plastica in forma primaria di Versalis.

In caso di applicazione dei TSC con particolare riferimento alle attività di transizione della chimica organica/produzione di materia plastiche, la percentuale di incidenza dei ricavi registrerebbe un significativo ridimensionamento.

### TASSONOMIA EUROPEA - OPEX

	(milioni di euro)	2021
Costi operativi		3.515
Costi spesi di ricerca e sviluppo		177
Totale denominatore opex		3.692

I costi operativi delle società del Gruppo Eni presi come riferimento per la definizione sia del numeratore sia del denominatore del rapporto di incidenza sul bilancio consolidato di quelli

relativi alle attività ammissibili i sono stati determinati sulla base del modello di controllo dei costi fissi adottato dal management che, a partire dai dati di contabilità generale relativi ad acquisti,

prestazioni, costo lavoro e oneri diversi, esclude i costi relativi all'acquisto delle materie prime, utenze industriali e di prodotti per la rivendita e aggrega le voci di costo in base al criterio di destinazione rispetto alle varie fasi di misura e controllo del processo di produzione/vendita:

- ▶ costi fissi industriali che comprendono il costo lavoro del personale addetto alla manutenzione, funzionamento e servizio degli impianti industriali, le prestazioni esterne (essenzialmente le manutenzioni appaltate a fornitori terzi), i costi generali di stabilimento, i materiali di consumo (parti di ricambio e beni per l'ammodernamento degli impianti) e comprendono gli interventi per l'efficienza energetica degli edifici e altri beni immobili, nonché l'acquisto di output da attività ammissibili abilitanti per conseguire riduzioni di emissioni di CO<sub>2</sub>;
- ▶ i costi diretti della ricerca e sviluppo non capitalizzati all'attivo;
- ▶ i costi fissi della fase commerciale;
- ▶ i costi fissi del personale di sede e delle attività amministrative e generali (essenzialmente costo lavoro e prestazioni nelle aree legali, gestione del personale, informatica, di amministrazione).

Ai fini dell'obbligo di reporting il management ha individuato i costi fissi industriali e i costi di R&D non capitalizzati quale l'aggre-

gato di spese operative "opex" che corrisponde alla definizione di denominatore adottato dal Regolamento Delegato sul reporting. In linea con le disposizioni, gli opex sostenuti per l'acquisto di prodotti abilitanti o in relazione a processi produttivi abilitanti sono stati riconosciuti dalle attività economiche svolte da Eni nel rispetto della limitante prevista dall'art. 16 del Reg. Tassonomia di non comportare una dipendenza da attività che compromettano gli obiettivi ambientali a lungo termine, in considerazione della loro vita economica. In tale ambito, gli opex sostenuti dal settore E&P per incrementare l'efficienza energetica/ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> degli impianti Oil & Gas sono stati esclusi. Tale principio è stato applicato anche ai capex.

Nel 2021, Eni ha sostenuto costi operativi di €14 milioni per l'acquisto di carbon credits nell'ambito della partecipazione finanziaria a progetti di conservazione delle foreste certificati REDD+ dalla FAO; tali progetti sono parte dei driver individuati dal management per eseguire la strategia di net zero emission dei prodotti/processi Eni al 2050. Ai fini della rendicontazione prevista dal Regolamento Tassonomia, tali oneri non sono considerati ammissibili poiché tali crediti sono utilizzati per l'offset delle emissioni di E&P.

In caso di applicazione dei TSC, la percentuale degli opex registrerebbe un significativo ridimensionamento.

#### TASSONOMIA EUROPEA - CAPEX

	(milioni di euro)	2021
Incrementi di impianti e macchinari		4.950
Incrementi di attività intangibili		284
Incrementi dei diritti di utilizzo beni in leasing		1.104
Incrementi per acquisizioni & goodwill		3.017
a dedurre: goodwill		(1.574)
Totale denominatore capex		7.781

Per quanto riguarda l'incidenza dei capex pari al 21%, le attività ammissibili Eni che nel 2021 hanno registrato incrementi della voce immobili, impianti e macchinario per effetto di investimenti o dell'allocazione del costo di acquisizione di società e rami d'azienda o assunzione di beni in leasing sono state principalmente:

- ▶ le attività di produzione di e.e. da fonti rinnovabili (attività 4.1 e 4.3);
- ▶ le attività di transizione della chimica;
- ▶ l'attività di produzione di e.e. da bioenergia;
- ▶ la realizzazione di infrastrutture per il trasporto low carbon;
- ▶ la sequestrazione e confinamento della CO<sub>2</sub>;
- ▶ la produzione di biocarburanti.

Il denominatore del rapporto di incidenza dei capex corrisponde alla somma delle voci "incrementi per investimenti" e "variazioni dell'area di consolidamento" relative agli immobili, impianti e macchinari oggetto di disclosure nella nota 12 al bilancio consolidato 2021 e alle analoghe voci dei diritti di utilizzo beni in leasing di cui alla nota 13 e delle attività immateriali di cui alla nota 14.

In particolare, gli incrementi registrati nell'attività 4.1 e 4.3

di produzione di e.e. da rinnovabili sono relativi in parte all'avanzamento/completamento di progetti sanzionati di espansione della capacità di generazione e, in maggiore misura, all'allocazione a PP&E del costo delle acquisizioni fatte nell'anno (descritte nelle note al bilancio consolidato).

Applicando i TSC ai capex del 2021, l'incidenza sul totale del bilancio consolidato registrerebbe una riduzione di modesta entità.

L'effort di R&D, prevalentemente speso a conto economico, ha riguardato principalmente:

- ▶ le tecnologie per la produzione d'idrogeno e lo stoccaggio;
- ▶ le tecnologie per la produzione di e.e. da pannelli solari e lo stoccaggio;
- ▶ la sperimentazione della tecnologia di produzione di e.e. sfruttando il moto ondoso del mare;
- ▶ la realizzazione di tecnologie per produzioni industriali low carbon;
- ▶ la tecnologia di sequestrazione e confinamento geologico della CO<sub>2</sub>.