CORTE DEI CONTI - SEZ_CE - SEZENTI - 0003311 - Uscita - 14/08/2025 - 13:09

Doc XV, n. 436

CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

IL PRESIDENTE

Onorevole Presidente,

in adempimento al disposto dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, rassegno alla S.V. la determinazione e la relazione con cui la Corte dei conti riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria di ENI S.p.A. per l'esercizio 2023.

Alla determinazione sono allegati i documenti rimessi dall'Ente ai sensi dell'art. 4, primo comma, della legge stessa.

L'occasione è gradita per inviare distinti saluti.

Manuela Arrigucci

MANUELA ARRIGUCCI
CORTE DEI CONTI
14.08.2025
11:19:25
GMT+02:00

Illustre On.
Dott. Lorenzo FONTANA
Presidente della Camera dei Deputati
R O M A

CORTE DEI CONTI

Viale Giuseppe Mazzini 105 - 00195 Roma - Italia | Tel. 06 3876 2595 - 2226
e-mail: sezione.controllo.enti@corteconti.it | pec: sezione.controllo.enti@corteconticert.it
Camera dei Deputati ARRIVO 14 agosto 2025 Prot: 2025/0001411/TN - Doc. firmato digitalmente da: MANUELA ARRIGUCCI + 1

CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SPA

2023

Determinazione del 17 luglio 2025, n. 101

CORTE DEI CONTI

CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SPA

2023

Relatore: Presidente di Sezione Manuela Arrigucci

Ha collaborato

per l'istruttoria e l'elaborazione dei dati

il Dr. Roberto Andreotti

CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 17 luglio 2025;

visto l'art. 100, secondo comma, della Costituzione;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti, approvato con r.d. 12 luglio 1934, n. 1214;

viste le leggi 21 marzo 1958, n. 259 e 14 gennaio 1994, n. 20;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961 con il quale l'ENI, Ente Nazionale Idrocarburi, è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1992, n. 359, di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 11 luglio 1992, n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi, da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione di ENI Spa;

vista la sentenza della Corte costituzionale n. 466 del 28 dicembre 1993;

visto il bilancio della società suddetta, relativo all'esercizio finanziario 2023, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'art. 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente della Sezione Manuela Arrigucci e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per l'esercizio 2023;

ritenuto che, assolti così gli adempimenti di legge, si possano comunicare alle dette Presidenze, a norma dell'art. 7 della citata legge n. 259 del 1958, il bilancio di esercizio - corredato delle relazioni degli organi di amministrazione e di controllo - e la relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce quale parte integrante;

CORTE DEI CONTI

P. Q. M.

comunica, a norma dell'art. 7 della legge n. 259 del 21 marzo 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio per l'esercizio 2023 di ENI Spa - corredato delle relazioni degli organi di amministrazione e di controllo - l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della società medesima per detto esercizio.

PRESIDENTE RELATORE
Manuela Arrigucci
f.to digitalmente

depositata in segreteria
DIRIGENTE
Fabio Marani
f.to digitalmente

INDICE

PREMESSA 1
1. PROFILI ORDINAMENTALI 2
1.1 Oggetto sociale e assetto societario 2
1.2 Elementi di sintesi dell'esercizio 2023 5
1.3 Sistema normativo interno 6
2. IL GOVERNO SOCIETARIO, GLI ORGANI E IL SISTEMA DEI CONTROLLI 9
2.1 La *corporate governance* 9
2.2 L'Assemblea degli azionisti 10
2.3 Il Consiglio di amministrazione 12
2.3.1 Il Presidente 14
2.3.2 L'Amministratore delegato 15
2.3.3 I Comitati 15
2.4 Il Collegio sindacale 17
2.5 La remunerazione degli organi e della dirigenza 18
2.6 Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi 20
2.7 Il sistema normativo anticorruzione 24
3. LE RISORSE UMANE 25
3.1 Personale e costo del lavoro in Eni Spa 25
3.2 Personale e costo del lavoro del Gruppo 26
3.2.1 Valutazione delle *performance* 30
3.2.2 Formazione 30
3.2.3 Contenzioso del lavoro 33
3.2.4 La sicurezza 33
4. STRUTTURA ORGANIZZATIVA, PROFILI GESTIONALI E OPERATIVI, PARTECIPAZIONI 36
4.1 La nuova struttura organizzativa 36
4.2 Principali risultati per settori operativi 38
4.2.1 Settore *Exploration & Production* (E&P) 38
4.2.2 Settore Global Gas & LNG Portfolio 39
4.2.3 Settore Enilive, Refining e Chimica 39
4.2.4 Settore Plenitude & Power 40
4.3 Attività di approvvigionamento 42
4.3.1 Attività negoziale posta in essere nel 2023 43
4.3.2 Tipologia degli atti negoziali 44
4.3.3 Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro 45
4.3.4 Procedure di affidamento 46
4.4 Partecipazioni 46
5. IL PIANO STRATEGICO QUADRIENNALE 51
5.1 Dettagli per linea di *business* del Piano 2024-2027 53
5.2 Operazioni più rilevanti 58
5.3 Principali attività e risultati in materia di transizione energetica 64
5.3.1 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza 65

6. IL CONTENZIOSO 67
6.1 Procedimenti penali in materia di salute, sicurezza e ambiente 67
6.2 Procedimenti civili o amministrativi in materia di salute, sicurezza e ambiente 77
6.3 Procedimenti chiusi 83
7. I RISULTATI DELLA GESTIONE DI ENI SPA 88
7.1 Contenuto e forma del bilancio di esercizio di Eni Spa 89
7.2 Lo stato patrimoniale 90
7.2.1 L'attivo dello stato patrimoniale 90
7.2.2 Il passivo dello stato patrimoniale 97
7.3 Il conto economico 109
7.4 Il rendiconto finanziario 116
8. IL BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI 118
8.1 Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2023 118
8.2 Contenuto e forma del bilancio consolidato nel 2023 119
8.3 Lo stato patrimoniale consolidato 120
8.3.1 L'attivo dello stato patrimoniale 120
8.3.2 Il passivo dello stato patrimoniale 125
8.4 Il conto economico consolidato 137
8.5 Il rendiconto finanziario consolidato 144
9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE 147

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Composizione azionariato 3
Tabella 2 - Presenza di genere negli organi di amministrazione e controllo 11
Tabella 3 - Compensi spettanti agli organi 20
Tabella 4 - La gestione delle segnalazioni 22
Tabella 5 - Personale Eni Spa 25
Tabella 6 - Costo del lavoro in Eni Spa 25
Tabella 7 - Personale del Gruppo (società consolidate integralmente) 27
Tabella 8 - Composizione del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica 28
Tabella 9 - Occupazione con riferimento alle pari opportunità 28
Tabella 10 - Occupati per area geografica 29
Tabella 11 - Costo del lavoro Gruppo Eni 30
Tabella 12 - Formazione 31
Tabella 13 - Formazione anticorruzione 32
Tabella 14 - Contenzioso in materia di lavoro 33
Tabella 15 - Infortuni sul lavoro 35
Tabella 16 - Imprese controllate, controllate congiunte e collegate al 31 dicembre 2023 47
Tabella 17 - Progetti finanziati al 31.12.2023 66
Tabella 18 - Stato patrimoniale – Eni Spa – attivo 91
Tabella 19 - Crediti commerciali e altri crediti 92
Tabella 20 - Partecipazioni 94

Tabella 21 - Variazioni partecipazioni 95
Tabella 22 - Stato patrimoniale – Eni Spa - passivo 97
Tabella 23 - Debiti commerciali e altri debiti 98
Tabella 24 - Altre passività correnti 98
Tabella 25 - Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine 99
Tabella 26 - Prestiti obbligazionari al 31.12.2023 101
Tabella 27 - Indebitamento finanziario netto 102
Tabella 28 - Altre passività non correnti 103
Tabella 29 - Patrimonio netto 104
Tabella 30 - Variazione del patrimonio netto 107
Tabella 31 - Strumenti finanziari derivati e *hedge accounting* 107
Tabella 32 - Conto economico – Eni Spa 109
Tabella 33 - Ricavi della gestione caratteristica 110
Tabella 34 - Proventi e oneri finanziari 112
Tabella 35 - Proventi netti su partecipazioni 113
Tabella 36 - Dettaglio proventi su partecipazioni 113
Tabella 37 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri 114
Tabella 38 - Imposte sul reddito 115
Tabella 39 - Rendiconto finanziario – Eni Spa 116
Tabella 40 - Stato patrimoniale consolidato – attivo 121
Tabella 41 - Immobili, impianti e macchinari 123
Tabella 42 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto) 124
Tabella 43 - Stato patrimoniale consolidato - passivo 126
Tabella 44 - Passività finanziarie a breve termine 127
Tabella 45 - Debiti commerciali ed altri debiti 127
Tabella 46 - Passività finanziarie non correnti 128
Tabella 47 - Fondi per rischi e oneri 130
Tabella 48 - Patrimonio netto consolidato di Eni 133
Tabella 49 - Indebitamento finanziario netto e *leverage* 135
Tabella 50 - Strumenti finanziari derivati e *hedge accounting* 136
Tabella 51 - Conto economico consolidato 137
Tabella 52 - Ricavi della gestione caratteristica 139
Tabella 53 - Utile operativo 141
Tabella 54 - Utile operativo *adjusted* 141
Tabella 55 - Rendiconto finanziario consolidato riclassificato 144

INDICE DEI GRAFICI

Grafico 1 44
Grafico 2 45

PREMESSA

Con la presente relazione la Corte dei conti riferisce al Parlamento, a norma dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, sul risultato del controllo eseguito, con le modalità di cui all'art. 12 della medesima legge, sulla gestione finanziaria di Eni Spa per l'esercizio 2023 e sulle questioni più significative emerse successivamente.

La precedente relazione, riguardante l'esercizio 2022, è stata approvata con determinazione n. 67 del 7 maggio 2024, pubblicata in Atti Parlamentari, XIX Legislatura, Doc. XV, n. 237.

1. PROFILI ORDINAMENTALI

1.1 Oggetto sociale e assetto societario

Eni Spa (di seguito anche "Eni" o "Società") è un'azienda globale dell'energia e svolge attività di esplorazione, estrazione e produzione, nonché di distribuzione e commercializzazione di prodotti energetici; è anche impegnata nello sviluppo di processi di economia circolare.

È società emittente titoli, con azioni quotate sull'Euronext Milan gestito da Borsa Italiana Spa e con titoli quotati negli Stati Uniti sul New York *Stock Exchange* ("NYSE"); pertanto è tenuta all'osservanza delle relative disposizioni, tra cui quelle recate dal decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (Testo unico della finanza - TUF) per il profilo italiano e dalla legge *Sarbanes-Oxley Act* del 2002 (SOA) per il profilo statunitense, con le conseguenti implicazioni sul piano organizzativo.

Al 31 dicembre 2023 il Gruppo Eni Spa è presente in 61 Paesi con 33.142 dipendenti, di cui 21.749 in Italia e 11.393 all'estero. A tale data la Società controlla, come capogruppo, 435 società (119 in Italia e 316 all'estero) e detiene partecipazioni in ulteriori 144 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation),* di cui 37 in Italia e 107 all'estero, e altre 25 partecipazioni rilevanti[1] (3 in Italia e 22 all'estero).

Il capitale sociale, costituito da azioni ordinarie nominative indivisibili, ognuna delle quali dà diritto ad un voto, ammonta, al 31 dicembre 2023, ad euro 4.005.358.876, interamente versati, ed è rappresentato da 3.375.937.893 azioni prive di indicazione del valore nominale.

La partecipazione azionaria, diretta o indiretta, è soggetta al limite statutario del tre per cento del capitale sociale (art. 6.1 dello statuto), in attuazione dell'art. 3 del decreto-legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, poi modificato dall'art. 3, comma 5, lettere a) e b), del decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 maggio 2012, n. 56, il quale stabilisce che le società operanti, tra gli altri, nel settore dell'energia possono introdurre nello statuto un limite massimo di possesso azionario non superiore al cinque per cento riferito al singolo socio.

La partecipazione azionaria superiore al tre per cento non incide sull'esercizio dei diritti

[1] Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2 per cento o al 10 per cento del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

patrimoniali, ma non consente, con riguardo alle azioni eccedenti il limite stesso[2], l'esercizio del diritto di voto e di qualunque altro diritto diverso da quello patrimoniale.

Da tale limite sono escluse, ai sensi dell'art. 32 dello statuto, secondo quanto previsto dal sopra citato art. 3 del decreto-legge n. 332 del 1994, le partecipazioni al capitale Eni detenute dal Ministero dell'economia e delle finanze, da enti pubblici, o da soggetti da questi controllati (come Cassa depositi e prestiti Spa).

Il citato Ministero, in forza della partecipazione detenuta sia direttamente (con il 4,67 per cento), sia indirettamente (con il 27,73 per cento) tramite Cassa depositi e prestiti Spa (Cdp Spa), società controllata dallo stesso Ministero, dispone quindi dei voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria della Società.

Eni non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento, ai sensi dell'art. 2497 del codice civile, da parte dello stesso Ministero e di Cdp Spa.

Si riporta, di seguito, la composizione dell'azionariato sulla base delle segnalazioni nominative, relative ai percettori della seconda *tranche* dell'erogazione in luogo del dividendo dell'esercizio 2023, effettuate dagli intermediari[3].

Tabella 1 - Composizione azionariato

Azionisti	Numero azioni	%
Cassa depostiti e prestiti	936.179.478	27,73
Ministero dell'economia e delle finanze	157.552.137	4,67
Eni	157.115.336	4,65
Altri	2.125.090.942	62,95
Capitale sociale	**3.375.937.893**	**100**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

[2] La norma speciale prevede che la clausola sui limiti al possesso azionario decada allorché il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto, a condizione che l'offerente arrivi a detenere, a seguito dell'offerta, una partecipazione almeno pari al 75 per cento del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori. In base a quanto previsto dall'art. 1, comma 384, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge finanziaria per il 2006), la medesima clausola verrebbe meno qualora nello statuto fossero inserite norme sull'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi previsti dalla disposizione stessa.

[3] Sulla base delle segnalazioni nominative dei percettori della seconda *tranche* dell'erogazione in luogo del dividendo dell'esercizio 2023 effettuate dagli intermediari (data stacco 20 novembre 2023 - *record date* 21 novembre 2023 - data pagamento 22 novembre 2023), aggiornate al 13 marzo 2024, la ripartizione dell'azionariato per area geografica è la seguente: n. 248.244 in Italia (per il 52,31 per cento del capitale Eni); n. 625 in U.K. ed Irlanda (per il 4,29 per cento del capitale Eni); n. 2.581 in altri Stati Ue (per il 12,27 per cento del capitale sociale); n. 1.203 in Usa e Canada (per il 16,39 per cento del capitale sociale Eni); n. 1.218 nel resto del mondo (per il 9,28 per cento del capitale sociale). A questi si aggiunge una quota pari allo 0,07 per cento del capitale sociale per la quale non sono state effettuate segnalazioni nominative, oltre al 5,38 per cento di azioni proprie.

Alla data del 16 marzo 2023 Eni deteneva n. 226.097.834 azioni proprie pari a circa il 6,33 per cento del capitale sociale.

L'Assemblea straordinaria degli azionisti tenutasi il 10 maggio 2023 ha approvato l'annullamento di n. 195.550.084 azioni proprie senza valore nominale, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale. Ad esito dell'annullamento delle azioni proprie, la Società deteneva n. 30.547.750 azioni proprie in portafoglio pari allo 0,90 per cento del capitale sociale *post* annullamento.

L'Assemblea ordinaria, tenutasi nello stesso giorno, ha inoltre autorizzato il Consiglio di amministrazione a procedere all'acquisto e alla disposizione di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino al 30 aprile 2024, per un numero massimo di azioni da acquistare pari a n. 337.000.000 azioni ordinarie (pari a circa il 10 per cento del capitale sociale di Eni *post* annullamento delle azioni proprie), per un esborso complessivo fino a 3,5 miliardi. L'Assemblea ha altresì autorizzato l'annullamento delle eventuali azioni proprie acquistate in forza dell'autorizzazione assembleare e con la finalità di remunerare gli azionisti, per un numero massimo di n. 275.000.000 azioni ordinarie, rappresentative di circa l'8,15 per cento del capitale sociale della Società *post* annullamento.

Il 12 maggio 2023 è stato avviato il programma di acquisto di azioni proprie in linea con la delibera del Consiglio di amministrazione del 16 marzo 2023 e con l'autorizzazione assembleare. In conformità a quanto previsto dal Piano strategico 2023-2026, Eni ha confermato un programma di acquisto di azioni proprie per complessivi 2,2 miliardi.

Il 13 marzo 2024 è stata comunicata al mercato la conclusione del programma di acquisto di azioni proprie della Società per il 2023. Nell'ambito del programma, Eni ha acquistato n. 153.447.368 azioni proprie (pari al 4,55 per cento del capitale sociale) per un controvalore complessivo di 2.199.994.375 euro. A seguito degli acquisti effettuati fino al 5 marzo 2024, considerando le azioni proprie già in portafoglio e l'assegnazione di azioni ordinarie a dirigenti Eni, a seguito della conclusione del periodo di *vesting* previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020, Eni detiene n. 181.668.440 azioni proprie pari al 5,38 per cento del capitale sociale.

Il dividendo relativo all'esercizio 2023, determinato in 4 rate trimestrali, è di 0,94 euro per azione. Nei mesi di settembre e novembre 2023 Eni ha pagato la prima e la seconda *tranche*

trimestrale del dividendo 2023. La terza *tranche* del dividendo dell'esercizio 2023 è stata pagata il 20 marzo 2024, mentre la quarta *tranche* è stata pagata il 22 maggio 2024.
Per il 2024 Eni ha previsto un dividendo annuo di 1 euro per azione, in aumento del 6 per cento rispetto al 2023 e un programma di riacquisto di azioni proprie per 1,1 mld.

1.2 Elementi di sintesi dell'esercizio 2023

Dopo che, nel febbraio 2022, in conseguenza dell'avvio del conflitto in Ucraina, i prezzi del petrolio hanno raggiunto i massimi storici, il mercato petrolifero è entrato in una fase di ribasso. Le quotazioni del greggio di riferimento Brent hanno perso circa il 18 per cento del loro valore dalla media di 101 $/bbl nel 2022 vs. 83 $/bbl in media nel 2023, alternando fasi di correzione più profonda a rimbalzi di breve durata, influenzati dall'andamento degli indicatori economici congiunturali e dagli sviluppi geopolitici quali la ripresa delle tensioni in Medio Oriente.
I prezzi del gas naturale hanno registrato una correzione ancora più accentuata (in riduzione di oltre il 60 per cento rispetto al 2022), dopo aver raggiunto valori record durante l'estate 2022, in connessione con l'intensa attività di riempimento degli stoccaggi (e di altri fattori congiunturali come, ad esempio, i bassi contributi di generazione da nucleare in Francia e da idroelettrico) in vista di una possibile crisi invernale dovuta alla carenza delle forniture russe, raggiungendo il record storico di circa 300 €/MWh ai mercati *spot* continentali in Europa.
Nel 2023 il settore raffinazione di Eni ha beneficiato di condizioni di mercato ancora complessivamente favorevoli dopo l'anno record del 2022, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti trainata in particolare dai settori dell'aviazione e del trasporto su strada, ai colli di bottiglia nel sistema/ritardi negli *start-up* e alla sensibile riduzione del costo del gas. Questi fattori sono stati attenuati dalla riduzione della redditività del gasolio, che sconta il rallentamento dell'attività industriale.
Il *business* della chimica Eni gestito dalla Versalis è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità, pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (Cina, Medio Oriente e USA), accentuarsi dei fattori di debolezza strutturale della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali. Nel corso del 2023 gli svantaggi competitivi di Versalis sono stati

aggravati dalla flessione della domanda di *commodity* nei principali mercati di sbocco (Italia, Europa) a causa del rallentamento economico dell'Eurozona e della caduta della produzione industriale, nonché dell'evoluzione delle preferenze dei consumatori in relazione alle tematiche ambientali. In tale ambiente competitivo, Versalis ha registrato per il 2023 una perdita operativa *adjusted* di 614 mln, ai quali si aggiungono svalutazioni d'impianti per circa 405 mln, in funzione delle minori prospettive di redditività del settore nell'attuale scenario.
In relazione all'urgenza dettata dal cambiamento climatico, Eni sta attuando una strategia di lungo termine finalizzata a trasformare il modello di *business* in chiave sostenibile, per conseguire l'obiettivo di "neutralità carbonica" al 2050, in linea con gli impegni della comunità internazionale presi in occasione dell'Accordo di Parigi sul clima, cioè il conseguimento di zero emissioni nette riferite a tutti i processi e i prodotti commercializzati dal Gruppo in relazione all'intero ciclo di vita e l'annullamento della sottostante intensità emissiva.
Nel complesso, il Gruppo nel 2023 ha conseguito un utile netto pari a 4,86 miliardi (rispetto ai 13,96 del 2022) e un flusso di cassa operativo di 15,12 miliardi, diminuito di 2,34 miliardi rispetto al 2022.

1.3 Sistema normativo interno

Nella seduta del 28 luglio 2010 il Consiglio di amministrazione di Eni ha approvato le linee fondamentali del sistema normativo interno, finalizzate a razionalizzare, integrare e semplificare il sistema di norme di Eni. Le linee fondamentali sono state successivamente aggiornate il 23 giugno 2016 e da ultimo il 26 gennaio 2023, a valle di un progetto di aggiornamento e revisione che ha portato ad un'evoluzione dell'architettura, degli strumenti e delle regole del sistema normativo alla luce delle esigenze operative e di governo richieste dalla nuova strategia di Eni, basata su una sempre maggiore diversificazione di attività e di tipologie di forme societarie gestite. Nelle intenzioni dell'Ente, il nuovo sistema normativo, con approccio *risk-based* e a parità di efficacia del Scigr (Sistema di controllo interno e gestione dei rischi), è volto a fornire:

- strumenti normativi più fruibili;
- processi decisionali e operativi più snelli;

- un ruolo più attivo e maggior consapevolezza del *management* nell'individuazione dei rischi e delle azioni per la loro mitigazione.

Viene confermata un'architettura basata su 4 livelli, con strumenti sia di direzione e coordinamento verso le società controllate, sia di operatività aziendale; ruoli e responsabilità sono stati aggiornati in coerenza con la nuova architettura e con gli strumenti del sistema normativo.

Le attività operative di Eni sono riconducibili a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e i principi di controllo esplicitati nei modelli di *compliance* e *governance* e basati sullo statuto, sul codice etico, sul codice di *corporate governance*, sul modello 231, sui principi del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria e sul "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission" (CoSO) *Report Framework*.

Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il sistema normativo:

- le *Policy Ethics*, *Compliance & Governance* (ECG) si compongono di "Linee fondamentali" e "Modalità applicative" e definiscono (i) i valori e principi di Eni (*Ethics*); (ii) un quadro sistematico (modello) di riferimento per l'attuazione di requisiti normativi specifici, regolamenti o *framework* internazionali (*Compliance*); (iii) le regole di riferimento del governo societario, sulla base dei requisiti normativi e statutari, di *best practice* e di *framework* internazionali (*Governance*). Individuano ruoli, responsabilità, comportamenti, flussi informativi, principi e/o *standard* di controllo volti al perseguimento degli obiettivi definiti e alla gestione dei rischi. Tali strumenti normativi sono trasversali ai processi aziendali;
- le *Management System Guideline* di Processo ("MSG") definiscono le linee guida finalizzate ad un'adeguata gestione del processo, in considerazione dei principi di riferimento, dei principali rischi ad esso associati e dei presidi di controllo individuati per mitigarli, descrivendo: (i) ruoli e responsabilità; (ii) sottoprocessi; (iii) misure di mitigazione;
- le *Global procedure* definiscono il disegno di dettaglio dei sottoprocessi in ottica *end-to-end* e modalità operative relative a tematiche ECG, distinguendo tra (i) i requisiti operativi da applicare a Eni e alle società controllate (ii) le modalità operative che descrivono il funzionamento di Eni e rappresentano una *best practice* di riferimento per le società

controllate. Laddove valutato necessario, le *Global procedure* possono anche essere specifiche per singolo *business*;

- le *Company procedure* sono procedure emesse e applicabili a ciascuna società. Le *Company procedure* di Eni definiscono il disegno di dettaglio dei sottoprocessi in ottica *end-to-end* e modalità operative relative a tematiche ECG, nei casi in cui non vi sia necessità di assicurare attività di direzione e coordinamento. Le società controllate adottano le *Global Procedure* elaborando una *Company Procedure*, recependo i requisiti operativi e adattando alle esigenze locali le modalità operative. Inoltre, le società controllate possono emettere proprie *Company Procedure* che disciplinano sotto processi/attività specifiche della propria realtà;
- le *Operating instruction* descrivono modalità di esecuzione di specifiche attività, metodologie e/o aspetti tecnici che hanno impatto:
  i) su una singola area/famiglia professionale, indipendentemente dalla collocazione societaria delle risorse appartenenti alla stessa (*Operating instruction* professionali);
  ii) su specifiche aree di *business*/funzioni/filiali/siti/unità organizzative aziendali (*Operating instruction* locali).

Gli strumenti normativi sono pubblicati nel sistema dedicato accessibile dal sito *intranet* aziendale e, in alcuni casi, sul sito *internet* della Società. Le *Policy* ECG, le MSG di processo e le *Global procedure* sono diffuse alle società controllate, incluse le quotate in mercati regolamentati, per le successive fasi di competenza, quali il recepimento formale e l'adeguamento del proprio corpo normativo.

2. IL GOVERNO SOCIETARIO, GLI ORGANI E IL SISTEMA DEI CONTROLLI

2.1 La *corporate governance*

La struttura di *corporate governance* della Società è articolata secondo il modello tradizionale che – fermi i compiti dell'Assemblea – attribuisce la gestione strategica al Consiglio di amministrazione e le funzioni di vigilanza al Collegio sindacale.

Alle sedute degli organi di amministrazione e controllo (Assemblea, Consiglio di amministrazione, Collegio sindacale), assiste un magistrato della Corte dei conti, ai sensi dell'art. 12 della legge 21 marzo 1958, n. 259.

La revisione legale dei conti è affidata, ai sensi di legge, ad una società di revisione. L'incarico affidato all'attuale società è stato approvato dall'Assemblea del 10 maggio 2018 per gli esercizi 2019-2027, su proposta motivata del Collegio sindacale. Nella riunione del 16 gennaio 2020 il Collegio sindacale ha approvato il documento "Gestione degli incarichi di revisione legale" nel quale sono definiti i principi generali di riferimento in tema di conferimento e revoca dell'incarico, indipendenza della società di revisione e cause di incompatibilità, responsabilità e obblighi informativi della società di revisione, regolamentazione dei flussi informativi verso la società e la *Securities and Exchange Commission* (SEC).

Nel verbale dell'assemblea degli azionisti del 15 maggio 2024 è riportata l'informativa sui compensi erogati alla società di revisione, che indica corrispettivi per servizi svolti dalla società di revisione per un importo complessivo, riferito al Gruppo Eni, pari a 11,122 milioni. Il totale dei corrispettivi contabilizzati complessivamente da Eni Spa e dalle imprese controllate per attività svolte da entità del *network* della società di revisione ammonta a 29,562 milioni (27,200 milioni nel 2022).

In considerazione del significativo arco temporale coperto dall'incarico, è previsto che i corrispettivi da corrispondere alla società di revisione possano variare per effetto della modifica del perimetro di intervento dalla società stessa e a seguito di eventi eccezionali e/o del tutto imprevedibili al momento della stipula del contratto, ferme restando le attività di verifica e monitoraggio dell'indipendenza e dell'attività della società di revisione da parte del Collegio sindacale in qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile.

Il sistema di governo societario si conforma, in linea generale, alle disposizioni del Testo unico della finanza, allo statuto, alle raccomandazioni contenute nel codice di autodisciplina delle società quotate del luglio 2018, sostituito dal 1° gennaio 2021 dal codice di *corporate governance,* al codice etico.

Il codice etico del 2008, a seguito delle modifiche introdotte con delibera del Consiglio di amministrazione del 18 marzo 2020, ha assunto la connotazione di "carta di valori", intesa come essenza e cultura aziendale diretta a guidare i comportamenti di tutta la forza lavoro verso gli obiettivi perseguiti, nel rispetto dei principi di trasparenza e integrità. Esso, superando il ruolo del "garante del codice etico", prima attribuito all'Odv, valorizza i vari canali sviluppati nel tempo per raccogliere le segnalazioni, ritenuti idonei anche per le tematiche relative al codice etico, e riconosce alla direzione di *compliance* integrata il ruolo di struttura di supporto nell'interpretazione e diffusione del codice. È anche previsto che i rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovano i principi e i contenuti del codice negli ambiti di rispettiva competenza.

2.2 L'Assemblea degli azionisti

In base allo statuto, l'Assemblea ordinaria deve tenersi almeno una volta l'anno entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio.

Le modalità di svolgimento sono determinate in un apposito regolamento.

L'Assemblea nomina, con possibilità di rielezione per un periodo non superiore a tre esercizi, il Presidente del Consiglio di amministrazione, gli amministratori, nonché il Presidente ed i componenti del Collegio sindacale, mediante un sistema di votazione per liste, disciplinato dallo statuto, che assicura la presenza nel Consiglio stesso e nel Collegio sindacale anche degli azionisti di minoranza.

Lo Statuto disciplina, inoltre, l'applicazione delle disposizioni recate dalla legge 27 dicembre 2019, n. 160 sull'equilibrio di genere nella nomina dei Consiglieri e dei componenti del Collegio sindacale.

In occasione del rinnovo degli organi l'Assemblea, nella seduta del 10 maggio 2023, ha assicurato un'equilibrata rappresentanza di genere, nominando quattro consiglieri di genere

femminile su nove, pari ad oltre 2/5 del totale e due Sindaci effettivi di genere femminile su cinque.

Attualmente la presenza del genere femminile negli organi di amministrazione e controllo è la seguente:

Tabella 2 - Presenza di genere negli organi di amministrazione e controllo

	2020-2023	2023-2026
Genere femminile nel Consiglio di amministrazione	44%	44%
Genere femminile nel Collegio sindacale	60%	40%

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

L'Assemblea ordinaria e straordinaria, tenutasi il 15 maggio 2024 (convocata il 5 aprile 2024), ha deliberato, per la parte ordinaria:

- l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2023 di Eni Spa, che chiude con un utile di 3.272.366.066,40 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio alla riserva disponibile;
- l'approvazione del Piano di azionariato diffuso per il periodo 2024-2026 ("PAD"), a favore della generalità dei dipendenti Eni, conferendo al Consiglio di amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del PAD, anche attraverso soggetti a ciò delegati;
- l'autorizzazione al Consiglio di amministrazione a disporre fino a un massimo di 10,5 milioni di azioni proprie al servizio dell'attuazione del PAD, di cui: i) 4,1 milioni già in portafoglio libere da vincoli, di cui 2,9 milioni originariamente destinate al precedente Piano ILT azionario 2020-2022 e non utilizzate; ii) 6,4 milioni rivenienti dal programma di acquisto di azioni proprie autorizzato dall'Assemblea;
- l'autorizzazione al Consiglio di amministrazione a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino alla fine di aprile 2025;
- l'autorizzazione al Consiglio di amministrazione a procedere alla disposizione, in una o più volte, di tutte o parte delle azioni proprie in portafoglio, diverse da quelle acquistate per finalità di remunerazione degli azionisti, anche prima di aver esaurito il quantitativo massimo di azioni acquistabile;
- di approvare, in conformità con la politica di remunerazione degli azionisti approvata dal Consiglio di amministrazione di Eni Spa in data 13 marzo 2024, la distribuzione, a titolo e

in luogo del pagamento del dividendo relativo all'esercizio 2024, di una somma di euro 1 per azione in *tranches* di pari importo (0,25 euro per azione) nei mesi di settembre 2024, novembre 2024, marzo 2025, e maggio 2025, utilizzando le riserve disponibili, ricorrendo, se opportuno e nell'interesse degli azionisti, anche all'ammontare residuo della riserva di rivalutazione *ex lege* n. 342 del 21 novembre 2000, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell'Assemblea del 10 maggio 2023;

- di approvare la prima sezione e di deliberare in senso favorevole sulla seconda sezione della Relazione sulla Politica di remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti nel 2023, prevista dall'art. 123-*ter* del TUF ("Compensi e altre informazioni").

Per la parte straordinaria, l'Assemblea ha deliberato l'autorizzazione al Consiglio di amministrazione ad annullare fino ad un massimo di n. 321.600.000 azioni proprie senza valore nominale, conferendo al Consiglio – con facoltà di delega all'Amministratore delegato e di subdelega da parte dello stesso – ogni potere occorrente per dare esecuzione alle deliberazioni.

2.3 Il Consiglio di amministrazione

Eni ha aderito al codice di *corporate governance*, elaborato dall'omonimo Comitato, con delibera consiliare del 23 dicembre 2020, con applicazione delle relative raccomandazioni dal 1° gennaio 2021. A seguito di tale adesione, il Consiglio ha approvato alcune azioni di adeguamento e modalità applicative, anche migliorative rispetto al Codice.

Al Consiglio è affidato un ruolo strategico e una posizione centrale nel sistema di *corporate governance* della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo, nonché di sistema di controllo interno e gestione dei rischi.

Il Consiglio definisce il sistema e le regole di governo societario della Società e del Gruppo e approva la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari; approva le linee fondamentali del sistema normativo interno, le *Policy* e, di norma, le MSG di "*compliance*" e di "*governance*"; esamina e approva i *budget*, la relazione finanziaria annuale, la relazione finanziaria semestrale, le operazioni della Società e delle sue controllate, i piani strategici, industriali e finanziari, della Società e del Gruppo, monitorandone periodicamente l'attuazione, nonché gli accordi di carattere strategico della Società; istituisce i comitati interni del Consiglio, con funzioni istruttorie, propositive e consultive, nominandone i membri e i

Presidenti; attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore delegato e al Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio; definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile, ivi compreso il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, della Società, delle controllate aventi rilevanza strategica e del Gruppo; approva con cadenza, almeno annuale, il piano di *audit* predisposto dal Responsabile della funzione di *Internal Audit*.

Il Principio I del nuovo codice di *corporate governance* prevede che "l'organo di amministrazione guida la società perseguendone il successo sostenibile" e attribuisce, pertanto, all'organo un ruolo centrale nella definizione delle politiche di sostenibilità e nell'approvazione della relativa rendicontazione.

Nell'ambito delle raccomandazioni espresse dal Codice, secondo cui l'organo di amministrazione definisce anche la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della società, Eni ha stabilito che il Consiglio, supportato dalla funzione di *risk management* aziendale, 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.

Come già detto, nell'Assemblea del 10 maggio 2023 è stato nominato il nuovo Cda, composto da nove amministratori, di cui sette hanno dichiarato il possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (artt. 147-*ter*, comma 4, e 148, comma 3, del Testo unico della finanza) richiamati dallo statuto, al momento della candidatura o comunque della nomina, nonché dal codice di *corporate governance*. Dei nove amministratori, sei sono stati tratti dalla lista presentata dal Ministero dell'economia e delle finanze (lista di "maggioranza") e tre dalla lista presentata da investitori istituzionali italiani ed esteri (lista di "minoranza"). L'Assemblea ha, altresì, nominato il Presidente del Consiglio di amministrazione.

Nell'ambito degli Amministratori indipendenti, in data 11 maggio 2023, il Cda ha nominato un *lead independent director*, ai sensi della raccomandazione 13, lettera c) del codice di *corporate governance*.

Con riferimento alla composizione dei comitati, i relativi Presidenti sono Amministratori indipendenti ai sensi di legge e di autodisciplina.

Le verifiche periodiche sul mantenimento dei requisiti di indipendenza da parte degli Amministratori sono svolte dal Consiglio di amministrazione con il supporto del Comitato per le nomine, che svolge una preventiva istruttoria sulla base delle dichiarazioni rilasciate dagli Amministratori e delle informazioni a disposizione della Società.
Nel corso del 2023 il Consiglio di amministrazione si è riunito 15 volte con una media di partecipazione del 96,3 per cento degli amministratori.

2.3.1 Il Presidente

Il Presidente, nominato dall'Assemblea per la stessa durata in carica del Cda, ha le funzioni statutarie di rappresentanza, gestendo i rapporti istituzionali della Società in Italia in condivisione con l'Amministratore delegato. In base alle raccomandazioni del Codice, riveste un ruolo di raccordo fra amministratore esecutivo e amministratori non esecutivi, cura l'efficace funzionamento dei lavori consiliari nonché l'adeguatezza e tempestività dell'informativa preconsiliare e di quella fornita nel corso del Consiglio, affinché sia idonea a consentire agli amministratori di svolgere il loro ruolo in modo informato, cura il coordinamento dell'attività dei Comitati con quello del Consiglio. A tal fine, avvia iniziative di "*board induction*" finalizzate a fornire ai consiglieri non esecutivi un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera la Società, delle dinamiche aziendali e della loro evoluzione anche nell'ottica del successo sostenibile, dei principi di corretta gestione dei rischi e del quadro normativo di riferimento.
Egli svolge un ruolo centrale nel sistema dei controlli interni; in particolare, gestisce il rapporto gerarchico tra il Consiglio di amministrazione e il Direttore *Internal audit*, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso Direttore dal Comitato controllo e rischi e dall'Amministratore delegato, quale amministratore incaricato di sovrintendere al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.
Il supporto nello svolgimento delle relative funzioni è assicurato dal segretario del Consiglio di amministrazione.
Il Consiglio di amministrazione ha attribuito al Presidente le deleghe per l'individuazione e promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica in condivisione con l'Amministratore delegato.

2.3.2 L'Amministratore delegato

Nella seduta dell'11 maggio 2023 il Cda ha confermato l'Amministratore delegato (Ad) e Direttore generale, al quale ha conferito i poteri di amministrazione della Società con esclusione di specifiche attribuzioni che il Consiglio si è riservato, oltre a quelle non delegabili a norma di legge.

L'Amministratore delegato si avvale, nell'attività manageriale, in primo luogo, dei dirigenti con responsabilità strategiche (Dirs), ossia di quei soggetti che hanno il potere e la responsabilità, direttamente e indirettamente, di pianificazione, direzione e controllo della Società. L'individuazione dei suddetti Dirs è aggiornata in relazione all'evoluzione della struttura organizzativa della Società; in essa, oltre ai membri degli organi di amministrazione e controllo, vi rientrano i *Chief*, i *Director*, i Direttori generali e i componenti del Comitato di direzione[4].

L'Ad si avvale anche del Comitato *compliance* su tematiche di *compliance/governance* in relazione al sistema normativo aziendale e del Comitato rischi, con funzioni consultive in merito ai principali rischi aziendali (in particolare, in relazione alle risultanze fondamentali del processo di *Risk Management* integrato).

2.3.3 I Comitati

Nella medesima seduta, il Consiglio di amministrazione ha istituito quattro Comitati interni, con funzioni istruttorie, propositive e consultive:

- Comitato controllo e rischi;
- Comitato remunerazione;
- Comitato per le nomine;
- Comitato sostenibilità e scenari.

I suddetti Comitati sono composti da non meno di tre amministratori e in numero inferiore alla maggioranza dei componenti del Consiglio, per non alterare la formazione della volontà consiliare.

---

[4] Il Comitato di direzione è presieduto dall'Amministratore delegato ed è composto, alla data del 1° gennaio 2023, da 26 membri. L'Ad si avvale del supporto di questo Comitato in vista delle riunioni del Consiglio di amministrazione e ogniqualvolta lo ritenga opportuno.

La composizione, i compiti e il funzionamento dei Comitati sono disciplinati dal Consiglio, in appositi regolamenti, in coerenza con i criteri fissati dal codice di *corporate governance*.
Il Comitato controllo e rischi, il Comitato remunerazione e il Comitato per le nomine sono composti da soli Amministratori indipendenti; il Comitato sostenibilità e scenari è attualmente composto da Amministratori non esecutivi in maggioranza indipendenti. I Presidenti dei Comitati sono tutti indipendenti.
Peraltro, migliorando le raccomandazioni del Codice di autodisciplina 2018, il Consiglio ha previsto che almeno due componenti del Comitato controllo e rischi possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria o di gestione dei rischi.
Quanto ai flussi informativi, sono state confermate, in linea con le raccomandazioni del nuovo codice, le previsioni già in essere sin dal 2012 in base alle quali, in ogni riunione del Consiglio, i Presidenti dei Comitati informano il Consiglio stesso sulle questioni più rilevanti esaminate dai Comitati stessi nelle ultime riunioni; il Consiglio di amministrazione riceve, inoltre, dai Comitati, almeno semestralmente, un'informativa sull'attività svolta.
Il Comitato controllo e rischi supporta il Consiglio di amministrazione, con apposita attività istruttoria, nelle valutazioni e nelle decisioni relative al Scigr, nonché in quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie e non finanziarie periodiche. Nel corso del 2023 il Comitato si è riunito 15 volte.
Il Comitato remunerazione, che supporta il Consiglio sulle tematiche di remunerazione, è composto da tre amministratori non esecutivi, indipendenti. Nel 2023 si è riunito 10 volte.
Il Comitato per le nomine si occupa delle tematiche connesse alla designazione dei dirigenti e dei componenti degli organi e degli organismi della Società e delle società controllate di competenza del Cda. È composto da tre amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti. Nel corso del 2023 si è riunito in totale 6 volte.
Il Comitato sostenibilità e scenari svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di amministrazione in materia di sviluppo sostenibile, con particolare riguardo alle tematiche di transizione climatica, innovazione tecnologica, sostenibilità energetica, sviluppo e benessere locale, rispetto e tutela dei diritti. Esso è composto da tre amministratori non esecutivi. Il regolamento del Comitato è stato approvato dal Consiglio di amministrazione, da ultimo, l'11 maggio 2023. Nel corso del 2023 il Comitato si è riunito 10 volte.

2.4 Il Collegio sindacale

Il Collegio sindacale svolge le funzioni di vigilanza previste dal Testo unico della finanza; ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, come modificato dal decreto legislativo 17 luglio 2016, n. 135, opera quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile, nonché quale *Audit Committee,* ai sensi della normativa statunitense "*Sarbanes-Oxley Act*".

Svolge, inoltre, l'attività di vigilanza disciplinata dall'art. 2391-*bis* del codice civile, dall'art. 4, comma 6, del regolamento Consob "Operazioni con parti correlate", nonché dalla normativa interna in materia di operazioni con parti correlate.

Lo statuto della Società prevede che il Collegio sia costituito da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per tre esercizi, rieleggibili al termine del mandato. Due sindaci effettivi, tra cui il Presidente, sono designati dagli azionisti di minoranza.

Da ultimo, l'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2023 ha nominato i componenti del nuovo Collegio sindacale per la durata di tre esercizi e, comunque, fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025.

Il Collegio ha confermato, da ultimo il 14 febbraio 2024, il permanere dei citati requisiti di indipendenza e onorabilità in capo a tutti i suoi componenti trasmettendo gli esiti delle valutazioni al Consiglio di amministrazione.

Anche nell'esercizio in esame il Collegio, oltre all'attività di vigilanza ai sensi dell'art. 149 del Testo unico della finanza, ha svolto le funzioni previste quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, vigilando sul processo di informativa finanziaria, sull'efficacia del sistema di controllo interno, di revisione interna e di gestione del rischio, sulla revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione. Tali funzioni sono coerenti e si pongono in linea di sostanziale continuità rispetto ai compiti affidati al Collegio sindacale dell'Eni in qualità di *Audit Committee* ai fini della normativa statunitense. Nel ruolo predetto di *Audit committee* assume rilievo, tra l'altro, il compito del Collegio di istituire adeguate procedure per la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni, anche anonime, ricevute dalla Società, riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno e di revisione contabile.

Nel 2023 il Collegio sindacale ha tenuto, complessivamente, 12 riunioni.

2.5 La remunerazione degli organi e della dirigenza

In data 16 marzo 2023, il Cda ha approvato la relazione sulla remunerazione 2023-2026 e sui compensi corrisposti nel 2022. Le linee guida di politica sulla remunerazione 2023-2026 prevedono, alla luce del processo istruttorio svolto, delle analisi di *benchmark* effettuate e dei *feedback* ricevuti dal mercato, la conferma della struttura e dei livelli di remunerazione complessiva definiti dalla politica in vigore.

La relazione sulla politica di remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023 è stata approvata dal Cda su proposta del Comitato remunerazione in data 4 aprile 2024, in base all'art. 123-*ter* del d.lgs. n. 58 del 1998, nella versione da ultimo modificata dall'art. 3 del d.lgs. n. 49 del 10 maggio 2019, ed all'art. 84-*quater* del regolamento emittenti Consob (delibera n. 11971/99 e successive modifiche e integrazioni) e prevede una durata annuale in relazione alle potenziali evoluzioni del contesto normativo, organizzativo e di *business*.

Come già anticipato, nell'ambito della politica di remunerazione è stato introdotto un Piano di azionariato diffuso (PAD) rivolto alla generalità dei dipendenti, che sarà attuato nel periodo 2024-2026. Tale Piano ha reso necessario aggiornare la politica per il 2024, sottoposta ad approvazione nell'assemblea del 15 maggio 2024.

Il documento espone:

- nella prima sezione, la descrizione della politica sulla remunerazione per il 2024, adottata da Eni per gli Amministratori, i Sindaci, i Direttori generali e gli altri Dirigenti con responsabilità strategiche, oltre alla descrizione del PAD. La sezione descrive, infine, gli organi societari coinvolti e le procedure utilizzate per l'adozione, l'attuazione e l'eventuale revisione della politica, nonché le finalità e i principi generali che si applicano anche alle politiche retributive delle società direttamente e indirettamente controllate da Eni, con esclusione delle società quotate controllate (anche a controllo congiunto), direttamente tenute all'applicazione della normativa. La politica sulla remunerazione è stata predisposta in linea con i principi e le raccomandazioni del codice di *corporate governance*, nonché con le ulteriori indicazioni del Comitato per la c*orporate governance*;

- nella seconda sezione, l'attuazione della politica di competenza 2023, con le informazioni sulla consuntivazione dei risultati e l'indicazione dei compensi maturati e delle partecipazioni detenute, in forma individuale per gli Amministratori, i Sindaci e i Direttori generali, e in forma aggregata, per gli altri Dirigenti con responsabilità strategiche. La sezione riporta, infine, per il Piano di incentivazione di lungo termine 2023-2025, le informazioni relative all'attuazione 2023, secondo quanto previsto dalla regolamentazione vigente.

La politica sulla remunerazione per il 2024 ha mantenuto invariati - per gli Amministratori, i Sindaci, i Direttori generali e gli altri Dirigenti con responsabilità strategiche - i livelli retributivi rispetto alla precedente politica. Nel 2023 sono stati erogati i seguenti compensi:

- per il Presidente è stata erogata una remunerazione fissa complessiva pari a 500.000 euro (90.000 euro per la carica di Presidente e 410.000 euro per le deleghe conferite), oltre a benefici non monetari;
- per gli amministratori non esecutivi sono stati erogati il compenso per la carica pari a 80.000 euro e i compensi per la partecipazione ai Comitati consiliari, il cui importo è diversificato per Comitato e per ruolo svolto (componente o presidente);
- anche per l'Amministratore delegato e Direttore generale, il Cda ha mantenuto invariata, rispetto al mandato precedente, la remunerazione fissa complessiva pari a 1.600.000 euro (600.000 euro per la carica di Amministratore delegato e 1.000.000 in qualità di Direttore generale). Tale remunerazione assorbe il compenso assembleare previsto per la carica di Amministratore nonché i compensi eventualmente spettanti per la partecipazione ai Consigli di amministrazione di società partecipate e/o controllate da Eni. In qualità di dirigente Eni, il Direttore generale è, inoltre, destinatario delle indennità spettanti per le trasferte, effettuate in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal contratto collettivo nazionale di lavoro applicabile ai dirigenti delle aziende industriali e dagli accordi integrativi aziendali. In relazione ai risultati consuntivati nell'esercizio 2023 e deliberati dal Cda del 13 marzo 2024, è maturata l'erogazione di una quota annuale di 2,184 milioni e l'attribuzione di una quota differita di 1,176 milioni (pari rispettivamente al 65 e al 35 per cento dell'incentivo totale di 3,360 milioni).

La quota differita dell'incentivo di breve termine attribuita nel 2021 è maturata nel 2023 per un importo pari a 2,330 milioni, in relazione al moltiplicatore finale consuntivato nel periodo di *performance* 2021-2023, deliberato dal Cda del 13 marzo 2024.

In attuazione del Piano di lungo termine azionario 2023-2025, approvato dall'Assemblea del 10 maggio 2023, il Cda del 26 ottobre 2023 ha deliberato l'attribuzione all'Amministratore delegato e Direttore generale di n. 173.109 azioni Eni, determinato sulla base della percentuale di incentivazione da applicare alla remunerazione fissa complessiva (150 per cento) e del prezzo di attribuzione deliberato dal Consiglio (euro 13,8641).

I piani di incentivazione variabile di breve termine con differimento e di incentivazione di lungo termine azionario previsti per l'Amministratore delegato vengono applicati anche ai Direttori generali di *Energy evolution* e di *Natural resource* e agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche.

Nella seguente tabella sono indicati i compensi annui lordi spettanti nel 2023 agli organi dell'Ente.

Tabella 3 - Compensi spettanti agli organi

Presidente	
Compenso fisso: emolumento carica - art. 2389, comma 1	90.000
Compenso fisso: emolumento deleghe - art. 2389, comma 3	410.000
Totale Presidente	**500.000**
Componenti del Consiglio di amministrazione*	**80.000**
Amministratore delegato**	**600.000**
Collegio sindacale 2023-2026	
Presidente	85.000
Sindaci	75.000

* A tale importo vanno aggiunti i compensi annui lordi stabiliti dal Consiglio di amministrazione per la partecipazione ai Comitati consiliari, in particolare: 70.000 euro per il Presidente del Comitato controllo e rischi e 50.000 euro per ciascuno dei componenti; 50.000 euro per il Presidente del Comitato remunerazione e 35.000 euro per ciascuno dei componenti; 50.000 per il Presidente del Comitato sostenibilità e scenari e 35.000 euro per ciascuno dei componenti; 40.000 euro per il Presidente del Comitato per le nomine e 30.000 euro per ciascuno dei componenti.

** A tale importo vanno aggiunti i seguenti emolumenti annui lordi: la remunerazione di euro 1.000.000 quale Direttore generale, nonché la retribuzione variabile, suddivisa in un piano di incentivazione di breve termine con differimento (IBT) e in un piano di incentivazione di lungo termine di tipo azionario (ILT). Vanno aggiunte, altresì, le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal Ccnl Dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali.

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

2.6 Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi

Eni adotta un sistema di controllo interno e gestione dei rischi integrato e diffuso ai vari livelli

dell'assetto organizzativo e societario; esso è costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture volte a consentire una conduzione della Società coerente con gli obiettivi aziendali definiti dal Cda, attraverso un processo di individuazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi e di implementazione dei controlli per il raggiungimento dei predetti obiettivi.

Il sistema è disciplinato dalle "Linee di indirizzo sul sistema di controllo interno e gestione rischi" approvate dal Consiglio di amministrazione (delibera del 25 ottobre 2018), oggetto di adeguamento da parte del Consiglio di amministrazione a seguito dell'adozione del nuovo codice di *corporate governance*, e comunque periodicamente adeguate al sistema normativo interno.

Nella riunione del 22 febbraio 2023, il Consiglio, su proposta dell'Amministratore delegato, e con il supporto del Comitato controllo e rischi, ha definito, nell'ambito del Piano quadriennale, specifiche Linee di indirizzo annuali del Scigr.

Nella seduta del 16 marzo 2023 il Consiglio di amministrazione ha valutato positivamente:

(i) l'adeguatezza e l'efficacia del Scigr e del suo assetto organizzativo rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto; (ii) l'adeguatezza dei poteri e mezzi a disposizione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili dallo stesso predisposte. Inoltre, nella medesima riunione, il Consiglio di amministrazione ha valutato adeguato l'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società.

Agli strumenti normativi con cui Eni ha sviluppato un modello per la gestione integrata dei rischi aziendali, si affiancano la MSG Scigr emanata il 18 dicembre 2012 e da ultimo aggiornata il 9 aprile 2020 ed un modello di *compliance* integrata, emanato il 29 ottobre 2018 e da ultimo aggiornato il 24 giugno 2020.

Nell'ambito del sistema, rivestono specifici ruoli il Presidente, l'Amministratore delegato, il Comitato controllo e rischi, l'*Internal audit*, la società di revisione e l'Organismo di vigilanza.

Un ruolo importante è svolto anche dal Collegio sindacale il quale, come anticipato, 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.

L'*Internal audit*

La funzione *Internal audit* svolge un ruolo primario nell'ambito del Scigr in relazione a specifiche necessità e attraverso un piano di *audit* approvato dal Consiglio di amministrazione, che ne definisce anche le linee di indirizzo.

Il Responsabile della funzione *Internal audit* dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente, salvo quanto previsto in materia di nomina, revoca, remunerazione e *budget*, in cui sono coinvolti, oltre al Consiglio di amministrazione, che approva, e al Comitato controllo e rischi, che formula il proprio parere, anche il Presidente, che formula le proposte d'intesa con l'Amministratore delegato, e il Collegio sindacale, che è sentito. Per la nomina del Direttore *Internal audit* è, inoltre, acquisito il parere del Comitato per le nomine. Annualmente il Piano di *audit* è approvato dal Consiglio di amministrazione, previo parere del Comitato controllo e rischi e sentiti il Presidente, l'Amministratore delegato e il Collegio sindacale, anche in quanto "*Audit Committee*" ai fini della normativa Usa.

L'attuale Responsabile, nominato il 21 gennaio 2021, si è insediato il 1° aprile dello stesso anno.

La tabella che segue indica la gestione delle segnalazioni da parte dell'*Internal audit*.

Tabella 4 - La gestione delle segnalazioni*

(numero)	**2022**	**2023**
Fascicoli di segnalazioni aperti nell'anno suddivisi per processo oggetto della segnalazione:	**78**	**77**
- Approvvigionamenti	35	19
- Risorse umane	20	42
- Manutenzione	9	2
- Commerciale	4	6
- Logistica materie prime e prodotti	2	-
- HSE	2	6
- Altro (*security*, *operations*, *portfolio management* e *trading*, …)	6	2
Fascicoli di segnalazioni archiviati nell'anno suddivisi per esito dell'istruttoria:	**77**	**80**
- Fondati	12	10
- Parzialmente fondati**	14	10
- Non fondati/non accertabili***/*not applicable*	51	60

* I dati sono inclusivi delle segnalazioni afferenti ad Eni e alle sue controllate.

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

*** Segnalazioni che non contengono elementi circostanziati, precisi e/o sufficientemente dettagliati e/o, per le quali sulla

base degli strumenti di indagine a disposizione, non è possibile confermare o escludere la fondatezza delle asserzioni contenute nella segnalazione.
Fonte: Eni.

Nel 2023 è stata completata l'istruttoria su 80 fascicoli[5], di cui 46 includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza del lavoro. Tra queste sono state verificate 62 asserzioni, per 8 delle quali sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento dei controlli in essere; (ii) azioni di sensibilizzazione sulle tematiche del codice etico e della "*Zero Tolerance*" *policy* e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili.

L'Organismo di vigilanza

L'Organismo di vigilanza (Odv) ha il compito di vigilare sull'attuazione, effettività ed aggiornamento del Modello 231. Riferisce periodicamente al Presidente, all'Amministratore delegato della Società (il quale ne informa il Cda), al Comitato controllo e rischi ed al Collegio sindacale, sulle attività svolte. L'autonomia dell'Odv è garantita dalla posizione riconosciuta nel contesto della struttura organizzativa aziendale e dai necessari requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità dei suoi componenti, nonché dalle linee di riporto verso il vertice aziendale ad esso attribuite.

Il 18 novembre 2021 il Consiglio di amministrazione 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.

Dal 2020 l'Organismo di vigilanza è formato da cinque componenti (tre componenti esterni, tra cui il Presidente; il Presidente del Collegio sindacale; il Responsabile dell'*Internal audit)*. Il

[5] 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.

direttore della *compliance* integrata svolge le funzioni di segretario dell'Organismo di vigilanza.
I componenti esterni sono individuati tra professionisti di comprovata competenza ed esperienza nelle tematiche di economia, organizzazione e sistemi di controllo interno e responsabilità amministrativa di impresa.
La durata in carica dei componenti esterni coincide con quella del Consiglio di amministrazione che li ha nominati ed il loro mandato scade alla data dell'Assemblea dei soci convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della carica del predetto Consiglio di amministrazione, pur continuando a svolgere, in regime di *prorogatio,* le proprie funzioni fino a nuova nomina dei componenti dell'Odv.
La composizione dell'Organismo di vigilanza risulta conforme alle raccomandazioni del nuovo codice di *corporate governance*.

2.7 Il sistema normativo anticorruzione

Eni ha inteso far fronte ai rischi cui può andare incontro nello svolgimento dell'attività di *business,* dotandosi, già da qualche anno, di un articolato sistema di regole e controlli finalizzati alla prevenzione dei reati di corruzione (il cosiddetto *compliance program* anticorruzione).
La normativa interna primaria è attualmente rappresentata dalla *Management System Guideline (*MSG) anticorruzione e da ulteriori strumenti normativi di dettaglio che costituiscono il quadro di riferimento nell'individuazione delle aree di rischio e degli strumenti di controllo che la Società mette a disposizione del personale, per prevenire e contrastare il rischio di corruzione. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, adottano, mediante delibera del proprio Consiglio di amministrazione, sia la MSG anticorruzione che tutti gli altri strumenti normativi in materia.
Al fine di assicurare l'effettività del *compliance program* anti-corruzione, nell'ambito della direzione organizzativa "*Compliance Integrata*", posta alle dirette dipendenze dell'Amministratore delegato, opera dal 2010 una struttura organizzativa dedicata, con il compito di prestare assistenza specialistica in materia ad Eni e alle società controllate sia in Italia che all'estero.

3. LE RISORSE UMANE

3.1 Personale e costo del lavoro in Eni Spa

Nel 2023 la consistenza media del personale in servizio presso Eni Spa risulta in riduzione rispetto al 2022 (-1.232 risorse medie) principalmente per l'uscita di risorse verso la società Enilive (*ex* Eni Sustainable Mobility, costituita ad inizio 2023).

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Tabella 5 - Personale Eni Spa

	2022	2023
Dirigenti	565	509
Quadri	4.265	3.739
Impiegati	5.431	4.860
Operai	1.005	926
Totale	**11.266**	**10.034**

Fonte: Eni.

Come evidenzia la tabella seguente, il costo del lavoro nel 2023 (1.166 mln) è diminuito di 65 mln rispetto al 2022, principalmente per effetto del decremento dell'occupazione media.

Tabella 6 - Costo del lavoro in Eni Spa

(milioni di euro)

	2022	2023
-Salari e stipendi	883	831
-Oneri sociali	248	230
-Oneri per benefici ai dipendenti*	132	163
-Costi personale in comando	24	27
-Altri costi**	79	55
Totale	**1.366**	**1.306**
A dedurre:		
-Proventi relativi al personale	(97)	(94)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(33)	(40)
-Ricavi recuperi da *partner* quota costo lavoro	(5)	(6)
Totale	**1.231**	**1.166**

* La voce include, oltre ai costi per i piani a benefici definiti, anche altri oneri, valutati sulla base di tecniche attuariali, quali le incentivazioni monetarie differite assegnate al personale dirigente e piani di incentivazione all'esodo (contratto di espansione).
** La voce include principalmente oneri per programmi a contributi definiti e oneri per esodi agevolati non valutati sulla base di tecniche attuariali.
Fonte: Eni.

3.2 Personale e costo del lavoro del Gruppo

A fine 2023, l'occupazione complessiva era di 32.321[6] risorse di cui 21.336 in Italia (66 per cento) e 10.985 all'estero (34 per cento). Nel 2023 l'occupazione complessiva a livello Eni aumenta di 945 persone rispetto al 2022, pari a +3 per cento, con una crescita sia in Italia (+865 dipendenti) sia all'estero (+80 dipendenti).

In Italia sono state effettuate 1.472 assunzioni e 1.268 risoluzioni. Limitando l'analisi al solo personale a tempo indeterminato, le assunzioni sono state 1.329 (71 per cento personale laureato) mentre le risoluzioni 1.146, con un saldo gestionale di +183 unità.

All'estero operano complessivamente 1.499 "espatriati" (di cui 1.001 dall'Italia), in crescita rispetto al 2022 per gli effetti di ulteriore sviluppo *business*, mentre il personale locale è pari a 9.486 risorse (-0,4 per cento), in linea con l'anno precedente.

All'estero, circa la metà delle assunzioni sono state effettuate con contratti a tempo indeterminato (620 su 1.158 assunzioni totali) così articolate sui vari settori di operatività: *Exploration and Production* (E&P) 239 (di cui 80 a tempo indeterminato) e Glo*bal Gas & LNG Portfolio* (GGP) 21 (tutte a tempo indeterminato), *Refining and Marketing* e Chimica (R&M) 446 (di cui 210 a tempo indeterminato), *Egl, Power & Renewables* 305 (di cui 262 a tempo indeterminato). Le risoluzioni estere – riconducibili per il 26 per cento all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi (*upstream*) - sono state 1.100 (796 a tempo indeterminato).

L'età media del personale di Eni nel mondo è pari a 44,7 anni, con un ringiovanimento rispetto al 2022 (45,5 in Italia e 43,3 all'estero).

[6] I dati si riferiscono alle sole società consolidate integralmente.

Tabella 7 - Personale del Gruppo (società consolidate integralmente)

	2022	2023
DIPENDENTI AL 31 DICEMBRE	**31.376**	**32.321**
- UOMINI	22.949	23.472
- DONNE	8.427	8.849
- ITALIA	20.471	21.336
- ESTERO	10.905	10.985
DIPENDENTI ALL'ESTERO PER TIPOLOGIA	**10.905**	**10.985**
- LOCALI	9.521	9.486
- ESPATRIATI ITALIANI	1.001	1.001
- ESPATRIATI INTERNAZIONALI (INCLUSI TCN)	383	498
DIPENDENTI PER TIPOLOGIA DI CONTRATTO	**31.376**	**32.321**
- DETERMINATO	952	938
- INDETERMINATO	30.424	31.383
- PART TIME	575	376
- FULL TIME	30.801	31.945
DIPENDENTI DIRIGENTI	948	941
- DI CUI DONNE	166	171
DIPENDENTI QUADRI	9.056	9.258
- DI CUI DONNE	2.687	2.809
DIPENDENTI IMPIEGATI	15.479	16.140
- DI CUI DONNE	4.757	4.966
DIPENDENTI OPERAI	5.893	5.982
- DI CUI DONNE	817	903
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ UNDER 30	2.771	3.240
- DI CUI DONNE	838	994
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 30-50	17.803	18.427
- DI CUI DONNE	4.972	5.328
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ OVER 50	10.802	10.654
- DI CUI DONNE	2.617	2.527
DIPENDENTI PER TITOLO DI STUDIO	**31.376**	**32.321**
- INFERIORE AL DIPLOMA	2.459	2.729
- DIPLOMA	13.032	12.982
- LAUREA	12.985	13.712
- FORMAZIONE POST-LAUREA	2.900	2.898
ASSUNZIONI A TEMPO INDETERMINATO	1.796	1.949
- DI CUI DONNE	662	763
RISOLUZIONI A TEMPO INDETERMINATO	2.215	1.942
- DI CUI DONNE	664	618

Fonte: Eni.

La tabella seguente illustra la consistenza del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica.

Tabella 8 - Composizione del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica

	2022	2023
Dirigenti	948	941
Quadri	9.056	9.258
Impiegati	15.479	16.140
Operai	5.893	5.982
Totale	**31.376**	**32.321**

Fonte: Eni.

La tabella seguente mostra la situazione dell'occupazione con riferimento alle pari opportunità:

Tabella 9 - Occupazione con riferimento alle pari opportunità

		2022	2023
Dipendenti donne in servizio	%	26,86	27,38
Donne assunte	%	36,86	39,15
Donne in posizione manageriale (dirigenti e quadri)	%	28,52	29,22
Donne dirigenti	%	17,51	18,17
Tasso di sostituzione per genere(assunzioni/risoluzioni)		0,81	1
- *Uomini*	%	0,73	0,90
- *Donne*	%	1	1,23
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	numero	797	945
- *di cui donne*	numero	521	326
Dipendenti in rientro da congedo parentale	numero	830	878
- *di cui donne*	numero	539	274
Pay gap senior manager (donne vs uomini)	%	98	98
Pay gap middle manager e senior staff (donne vs uomini)	%	98	99
Pay gap impiegati *(donne vs uomini)*	%	101	100
Pay gap operai *(donne vs uomini)*	%	95	98
Pay gap totale *(donne vs uomini)*	%	99	99

Fonte: Eni.

A fine 2023 lavorano in Eni 8.849 donne (pari al 27,38 per cento dell'occupazione complessiva Eni) di cui 5.609 in Italia (26,3 per cento del totale servizio Italia) e 3.240 all'estero (29,5 per cento del totale servizio estero). In Italia, delle 1.329 assunzioni a tempo indeterminato effettuate nel corso del 2023, il 38,68 per cento, pari a 514 unità, ha riguardato personale femminile. Il tasso di sostituzione delle donne nel mondo (rapporto tra assunzioni/risoluzioni

a tempo indeterminato) è pari all'1,23 (vs. *turnover* uomini 0,90) ed è in aumento rispetto al 2022 (1 vs. 0,81), anche per l'effetto di maggiori assunzioni.

Nel 2023 è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari al 29,22 per cento rispetto al 28,52 per cento registrato nel 2022, su un totale di donne pari al 27,38 per cento dell'occupazione complessiva.

Tra i dipendenti in rientro da congedo parentale, il numero delle donne risulta quasi dimezzato rispetto al 2022.

I risultati dell'analisi 2023 del *pay gap* di genere, effettuata da Eni come rapporto tra retribuzione media femminile e retribuzione media maschile (*pay-ratio*), confermano un sostanziale allineamento tra le retribuzioni (*pay-ratio* pari al 99 per cento per la retribuzione fissa e per la retribuzione totale).

Per la determinazione del *pay-ratio* Eni utilizza una metodologia che confronta le retribuzioni a parità di livello di ruolo e anzianità secondo il principio delle Nazioni Unite "pari retribuzione a parità di lavoro" e che evidenzia per la popolazione in Italia e globale un sostanziale allineamento tra le retribuzioni della popolazione femminile e quella maschile.

La tabella che segue distingue il personale per area geografica, evidenziando la presenza femminile e la distribuzione per qualifica dei dipendenti all'estero locali.

Tabella 10 - Occupati per area geografica

N°	**2022**	**2023**
Dipendenti in Africa	2.867	2.711
- di cui donne	606	589
Dipendenti in America	1.872	1.930
- di cui donne	696	746
Dipendenti in Asia	2.520	2.506
- di cui donne	518	479
Dipendenti in Australia e Oceania	89	101
- di cui donne	25	27
Dipendenti in Italia	**20.471**	**21.336**
- di cui donne	5.282	5.609
Dipendenti nel resto d'Europa	3.557	3.737
- di cui donne	1.300	1.399
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	9.521	9.486
- di cui dirigenti	64	62
- di cui quadri	1.870	1.801
- di cui impiegati	4.697	4.771
- di cui operai	2.890	2.852
Dipendenti in Paesi non OECD	6.182	5.974

Fonte: Eni.

La distribuzione del personale locale estero all'interno delle diverse qualifiche rimane pressoché invariata rispetto al 2022 con un decremento, in termini percentuali, di operai, a fronte di un lieve aumento di impiegati.

L'incidenza percentuale del personale locale sul totale delle risorse all'estero è lievemente diminuita rispetto al 2022, passando dall'87,3 per cento all'86,4 per cento.

Il costo del lavoro del Gruppo, come mostra la tabella che segue, nel 2023 è aumentato rispetto al 2022 (+121 mln, pari al 4 per cento) principalmente a seguito del piano di interventi straordinari per i dipendenti del Gruppo in Italia attuato a fine 2023.

Tabella 11 - Costo del lavoro Gruppo Eni

(milioni di euro)

	2022	2023
Salari e stipendi	2.311	2.427
Oneri sociali	465	497
Oneri per benefici ai dipendenti*	174	156
Altri costi**	194	196
Totale	**3.144**	**3.276**
A dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(120)	(131)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(9)	(9)
Totale	**3.015**	**3.136**

* La voce include, oltre ai costi per i piani a benefici definiti, anche altri oneri, valutati sulla base di tecniche attuariali, quali le incentivazioni monetarie differite assegnate al personale dirigente e piani di incentivazione all'esodo (contratto di espansione, isopensione).

** La voce include principalmente oneri per programmi a contributi definiti e oneri per esodi agevolati non valutati sulla base di tecniche attuariali.

Fonte: Eni.

3.2.1 Valutazione delle *performance*

Rispetto al 2022 si conferma una copertura completa dei *senior manager* e una lieve flessione dei quadri seppur mantenendosi su buoni livelli complessivi (85 per cento). Tale indice è riconducibile principalmente al numero di assunzioni e di mobilità realizzate nell'anno nonché a processi di M&A e si riscontra prevalentemente nei *business* più interessati da *turnover* e cambi perimetro o da assunzioni da mercato.

3.2.2 Formazione

Nel 2023 si registra un *trend* in aumento rispetto al 2022 su tutti gli indicatori. Le ore totali fruite riportano un incremento del 23 per cento mentre il valore medio è aumentato del 18 per

cento: tutte le categorie professionali registrano un aumento ma la percentuale più alta si riscontra nelle categorie degli impiegati e degli operai. Si riporta, inoltre, una crescita anche della spesa media dell'11 per cento dovuta sia all'incremento generale delle ore di formazione che ad una ripresa importante della formazione in aula. Importante l'impegno di Eni anche sulle tematiche della D&I, attraverso un percorso disponibile per tutti i dipendenti, e sulle tematiche della "*Zero Tolerance*: Violenza e Molestie sul Lavoro", con un corso che ha interessato l'81 per cento dei dipendenti Eni.

Tabella 12 - Formazione

		2022	2023
Ore di formazione per tipologia	(ore)	939.393	1.154.495
- HSE e qualità		*353.783*	*398.803*
- Lingua ed informatica		*58.663*	*93.926*
- Comportamento/Comunicazione/Istituzionali		*145.188*	*170.687*
- Professionale - trasversale		*194.997*	*169.047*
- Professionale tecnico-commerciale		*186.762*	*322.032*
Spese in formazione	(ml)	27,4	31,6
Partecipazioni	n.	253.898	248.991

Fonte: Eni.

Nel 2023, è proseguita l'erogazione del corso online "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa" rivolto a tutta Eni, in Italia e all'estero, ed è stata avviata l'erogazione del nuovo *e-learning* sul *compliance program* anti-corruzione per il personale a medio e alto rischio. Nel 2023 sono stati svolti interventi in materia anti-corruzione anche nell'ambito: (i) del percorso formativo dedicato ai *Managing Director* delle società Eni in Italia e all'estero e ai *manager* della direzione generale *Natural Resources* con prospettive di assumere posizioni di *management* internazionale, anche attraverso lo svolgimento di *role playing* e discussione di casi complessi; (ii) dei *webinar* rivolti ai gestori dei contratti con fornitori ad alto rischio ed alle unità approvvigionanti del *procurement* Eni; (iii) del seminario "Gestione delle relazioni con le Autorità", rivolto agli HSE *manager* in Italia e agli altri ruoli a supporto, che si interfacciano con le pubbliche autorità, con specifico riferimento agli adempimenti anti-corruzione in materia di rapporti con soggetti rilevanti. Nel corso del 2023 Eni: (i) ha proseguito l'attività di formazione anti-corruzione dedicata alle proprie terze parti attraverso la registrazione ed erogazione di un *webinar* anti-corruzione rivolto ai fornitori ad

alto rischio con contratti in corso con Eni; (ii) ha continuato l'attività di informazione e aggiornamento periodico sui temi anti-corruzione attraverso l'elaborazione dei contenuti delle "*Compliance flash*" inviate periodicamente al *top management* della Società. Infine, è stato introdotto un programma di formazione agile sui temi anti-corruzione articolato in: (i) *compliance tips*, brevi video con esempi di comportamenti da adottare in situazioni scomode; (ii) un *gameplay* in cui viene simulata una giornata lavorativa nella quale fronteggiare sedici dilemmi nelle attività a rischio. 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 di *compliance* integrata verso il *management* e gli organi di controllo di Eni Spa.

Tabella 13 - Formazione anticorruzione

(n. ore)	**2022**	**2023**
Workshop generale	1.346	1.574
Job specific training	523	687

Fonte: Eni.

A seguito della conclusione nel 2022 della campagna di formazione per dirigenti e quadri (Italia ed estero) sui diritti umani, nel 2023 sono stati resi disponibili a tutti i dipendenti tre corsi specifici ("*Security and Human Rights*", "*Human Rights and relations with Communities*" e "*Human rights in the Supply Chain*"), insieme agli altri percorsi già offerti sulle tematiche di sostenibilità e diritti umani. Nel 2023 sono proseguite le attività di sensibilizzazione e formazione sul contrasto alla violenza e alle molestie sul lavoro, estese anche alle realtà operative (stabilimenti e distretti). Nel corso del 2023, la percentuale del personale della famiglia professionale *Security* formato in tema di diritti umani si è attestata al 90 per cento. Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come *best practice* nella pubblicazione congiunta *Global Compact* e *Principles for Responsible Investment* (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. A tal proposito, dal 13 al 15 novembre 2023 a Basra, Iraq, si è tenuto il *Workshop Security & Human Rights*, condotto da una società indipendente di consulenza, specializzata nel *security management* e tutela dei diritti umani in ambito internazionale, con più di 300 partecipanti (170 appartenenti alle forze armate ed alle forze di sicurezza), parlamentari dello stato federale

iracheno, il Governatore della regione, tutti i vertici militari del sud dell'Iraq e del Ministero dell'interno, e di ulteriori personalità di organismi locali ed internazionali. Tale *workshop* ha rappresentato la 22ma edizione dell'iniziativa di formazione che finora ha coinvolto 15 Paesi.

3.2.3 Contenzioso del lavoro

La prevenzione della conflittualità in azienda viene realizzata attraverso il monitoraggio ed un'attenta analisi delle norme nazionali e sovranazionali in materia lavoristica previdenziale e assistenziale, nonché attraverso l'individuazione di indirizzi e metodologie uniformi per una loro applicazione coerente con le strategie aziendali. In tale contesto, gli indicatori del contenzioso evidenziano un numero di controversie pendenti in diminuzione rispetto agli anni precedenti principalmente per il passaggio in giudicato nel 2023 di numerose vertenze, anche di carattere seriale. Per quanto riguarda il contenzioso Italia, aumenta l'incidenza delle vertenze riguardanti la richiesta di danni da parte di *ex* lavoratori, o loro eredi, per asserite malattie professionali (circa il 70 per cento dei ricorrenti). Nella maggior parte dei casi, si tratta di patologie conseguenti all'esposizione ad agenti potenzialmente dannosi avvenute nel passato in siti industriali non gestiti da Eni ma acquisiti nel tempo a seguito di operazioni societarie.

Tabella 14 - Contenzioso in materia di lavoro

		2022	2023
Contenziosi dipendenti	(numero)	1.288	857
Rapporto prevenzione/controversie	(numero)	224/1.288	377/857
Rapporto dipendenti/controversie	%	4,10	2,65

Fonte: Eni.

3.2.4 La sicurezza

Nel 2023 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è diminuito rispetto al 2022 (0,40 rispetto a 0,41 nel 2022), grazie alla riduzione del numero di infortuni totali registrabili dei contrattisti (78 rispetto a 88 nel 2022), mentre il numero di infortuni totali registrabili dei dipendenti è aumentato (44 rispetto a 25 nel 2022). In Italia il numero degli infortuni totali registrabili è aumentato (54 eventi rispetto ai 42 del 2022, di cui 24 dipendenti e 30 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato (+20 per cento); all'estero il numero di infortuni è diminuito (68 eventi rispetto ai 71 del 2022,

di cui 20 hanno coinvolto i dipendenti e 48 i contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è migliorato del 15 per cento. È stato registrato 1 infortunio mortale per un contrattista in Nigeria, colpito da un oggetto durante le attività di manutenzione. L'indice di mortalità della forza lavoro è stato pari a 0,33. Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi della forza lavoro (calcolato sulla base degli infortuni con più di 180 giorni di assenza e con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale) è pari a 0,003 ed è legato ad un unico evento che ha causato inabilità permanete parziale ad un dipendente in Turkmenistan. Nel 2023 Eni ha proseguito le attività finalizzate a certificare, secondo le norme ISO 45001 (sistemi di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro) e ISO 1400127 (sistemi di gestione ambientale), tutte le proprie realtà che presentano un profilo di rischio HSE significativo, mantenendo la percentuale di copertura per entrambe le norme superiore all'80 per cento, con previsione di conseguimento della copertura totale, anche per le realtà di recente acquisizione, entro il 2025. Eni, inoltre, ha definito un proprio strumento interno, in linea con i criteri dettati dallo standard ISO 14001, secondo il quale effettua l'analisi degli aspetti ambientali significativi e la valutazione dei relativi impatti, rischi e opportunità. Nel 2023 si è assistito ad un'ulteriore diminuzione della somma degli incidenti di sicurezza di processo Tier 1 e Tier 226, che è in continua diminuzione dal 2016, indice di un'accresciuta attenzione ai temi della sicurezza di processo in tutti i siti Eni. In particolare, sono stati registrati 10 eventi di *Process safety* (PSE) *Tier* 1 e 10 *Tier* 2. Il 60 per cento degli eventi ha riguardato le attività *upstream*, il 30 per cento le attività di raffinazione (15 per cento) e petrolchimiche (15 per cento) e il rimanente 10 per cento le *business unit* Enilive ed Eni Rewind, l'ambiente e l'organizzazione presso le proprie realtà produttive e sedi principali in Italia e all'estero. I processi e gli impianti Eni che immettono prodotti sul mercato sono coperti da un sistema di gestione certificato per la qualità in tutti i casi in cui le esigenze dei clienti e i vincoli presenti per l'accesso al mercato lo richiedono. Le principali unità produttive dei settori *Refining & Marketing* e Chimica (R&MeC) e *Plenitude & Power* hanno mantenuto la Registrazione EMAS28 e la certificazione dei sistemi di gestione dell'energia secondo lo standard ISO 50001, con l'aggiunta, nel 2023, della ISO 50001 anche per lo stabilimento Versalis di Crescentino e le società del settore E&P Eni Ghana Exploration & Oltre la metà dei PSE (55 per cento) ha avuto come esito uno sversamento di prodotto, il 30 per cento un incendio e il 15 per cento rilascio in atmosfera. Per

quanto riguarda la segnalazione di eventuali pericoli sul lavoro, grazie ad iniziative e strumenti mirati al rafforzamento del *reporting* e l'analisi dei segnali deboli, anche nel 2023 è proseguito il *trend* in crescita di segnalazioni relative ad *unsafe condition* ed *unsafe act*. Inoltre, tutti i siti sono coperti da valutazione dei rischi sulla salute e sicurezza ai sensi della normativa vigente.

Tabella 15 - Infortuni sul lavoro

		2022	**2023**
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,26	0,23
- dipendenti		0,27	0,35
- contrattisti		0,25	0,17
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,009	0,006
- dipendenti		0,012	0,005
- contrattisti		0,008	0,006
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,41	0,40
- dipendenti		0,29	0,45
- contrattisti		0,47	0,38
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,46	0,33
- dipendenti		0	0
- contrattisti		2,13	0,48
Near miss	(numero)	899	918
Ore di formazione sulla sicurezza (A)	(ore)	280.872	360.895
- di cui ai dirigenti		4.469	3.060
- di cui ai quadri		55.517	55.266
- di cui agli impiegati		146.664	154.243
- di cui agli operai		74.222	94.326
Investimenti e spese sicurezza	(migliaia di euro)	307.500	287.300
- di cui spese correnti		210.600	216.200
- di cui investimenti		96.900	71.200

Fonte: Eni.

4. STRUTTURA ORGANIZZATIVA, PROFILI GESTIONALI E OPERATIVI, PARTECIPAZIONI

4.1 La nuova struttura organizzativa

Con efficacia dal 1° luglio 2020 il *management* di Eni ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa in coerenza con la nuova strategia di lungo termine annunciata al mercato nel febbraio 2020. Essa è imperniata sulla costituzione di due Direzioni generali:

- la Direzione generale *Natural Resources*, con il compito di valorizzare il portafoglio *upstream* Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura/trasporto/stoccaggio/riutilizzo e compensazione delle emissioni di CO_2, nonché il *business* Agri con la responsabilità di sviluppare filiere di approvvigionamento di *feedstock* rinnovabili per la bioraffinazione Eni. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti CCUS (e trasporto), *offset* della CO_2, detti anche progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e l'*agribusiness;*
- la Direzione generale *Energy Evolution*, con il compito di promuovere l'evoluzione dei *business* di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e *blue*. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio *retail* di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i *business* della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della raffinazione tradizionale e della bioraffinazione, della chimica, del *retail gas & power* e del *marketing* per la mobilità. Le società Versalis (chimica), Enilive (bioraffinazione e mobilità sostenibile), Eni Plenitude, Enipower ed Eni Rewind rientrano nel perimetro della Direzione.

Il nuovo assetto organizzativo si colloca nell'ambito della realizzazione della strategia dell'Eni proiettata al 2050, con l'obiettivo di diventare *leader* nella fornitura di prodotti decarbonizzati, coniugando creazione di valore, sostenibilità e solidità economica e finanziaria.

Ai fini della reportistica finanziaria, comunque, i risultati operativi continuano ad essere valutati con riguardo ai singoli settori di *business*, compresi nelle due Direzioni generali. Pertanto, in base al principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la *segment information* di Eni è articolata nei seguenti *reportable segment*:

- *Exploration & Production*: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale. Comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO_2;
- *Global Gas & LNG Portfolio* (GGP): attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale e acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di *trading* gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di *asset* gas;
- *Enilive, Refining e Chimica:* attività di *supply* e lavorazione di petrolio per la produzione di carburanti tradizionali svolta dal segmento operativo "Refining". Enilive, per effetto del conferimento operato con efficacia 1° gennaio 2023, gestisce le attività di mobilità sostenibile e di bioraffinazione, che comprendono la produzione di biocarburanti e la commercializzazione al dettaglio di tutti i vettori energetici per la mobilità, tra cui i carburanti fossili e di natura biologica, le ricariche elettriche nelle stazioni di servizio, nonché l'offerta dei servizi come il *car sharing* Enjoy, la ristorazione e in generale i servizi presenti nei punti vendita. Svolge inoltre attività di vendita all'ingrosso di carburanti, bitumi e lubrificanti. Sono inseriti in questo *reportable segment* anche i risultati del *business* Chimica, che presenta ritorni economici simili e comunanze nella struttura dei processi industriali con le attività di raffinazione tradizionale. Infine, comprende le attività di *trading oil* e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del *supply* e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali;
- *Plenitude & Power*: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi, attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica. Comprende le attività di *trading* di

certificati di emissione di CO_2 e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini;

- *Corporate* e altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al *business*, in particolare le attività di *holding*, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative *captive*, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del *business* e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

4.2 Principali risultati per settori operativi

Come per le relazioni precedenti, si evidenziano, di seguito, i principali risultati conseguiti nel 2023 nei settori operativi in cui si articola l'attività di Eni.

4.2.1 Settore *Exploration & Production* (E&P)

Nel 2023 il settore *Exploration & Production* ha registrato un utile operativo *adjusted* di 9.934 milioni, -39,7 per cento rispetto al 2022, a causa della flessione dei prezzi del petrolio in dollari (*marker* Brent -18 per cento) e dei prezzi di riferimento del gas in tutte le aree geografiche, che hanno influito negativamente sui prezzi di realizzo della produzione, in particolare in Europa, dei maggiori costi esplorativi nonché del mancato contributo delle società operative angolane a seguito del loro conferimento nella JV Azule, nel terzo trimestre 2022, i cui risultati sono rilevati nella gestione delle partecipazioni, e dell'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+3 per cento). Tali effetti negativi sono stati in parte assorbiti dagli effetti positivi volume/mix.

L'utile operativo *adjusted* è stato determinato con una rettifica positiva per *special item* di 1.385 milioni.

Il settore ha riportato un utile netto *adjusted* di 5.516 milioni nell'esercizio in calo del 49 per cento rispetto al 2022, a causa della più debole *performance* operativa e dei minori proventi da partecipazioni. Su base annua, il *tax rate* aumenta di oltre 9 punti percentuali rispetto al 2022 per effetto: (i) dell'impatto del calo dei prezzi del petrolio e del gas; (ii) dell'impatto dell'imposta sui profitti energetici del Regno Unito, non considerata *special item* (efficace dal terzo trimestre 2022); (iii) dell'impatto di alcuni costi non deducibili (per esempio le radiazioni di costi esplorativi).

La produzione di idrocarburi nel 2023 è stata di 1,655 milioni di boe/giorno, in aumento del 3 per cento rispetto al 2022. La produzione è stata sostenuta dal *ramp-up* in Mozambico e Messico, dallo *start-up* del progetto Baleine in Costa d'Avorio, dalla maggiore attività in Algeria, che beneficia anche delle acquisizioni, in Kazakhstan a causa di eventi non pianificati verificatisi nello stesso periodo del 2022, nonché in Indonesia. Questi aumenti sono stati compensati dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi.

4.2.2 Settore Global Gas & LNG Portfolio

Nel 2023 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 3.247 milioni, in crescita del 57 per cento rispetto al 2022 (+1.184 milioni rispetto al 2022) guidato dalle ottimizzazioni del portafoglio di gas naturale e GNL, rinegoziazioni contrattuali che hanno aiutato a compensare la contrazione delle importazioni dalla Russia, mantenendo stabilità e sicurezza delle forniture verso i mercati Europei. Il risultato riflette inoltre il positivo esito di una procedura di arbitraggio.

L'esercizio chiude con un utile netto *adjusted* di 2.373 milioni rispetto all'utile di 982 milioni del 2022.

Le vendite di gas naturale di 50,51 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a *equity*) hanno registrato una riduzione di 10,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2022, pari al 16,5 per cento, principalmente a seguito delle minori vendite in Italia, in Europa e nei mercati extraeuropei.

4.2.3 Settore Enilive, Refining e Chimica

Il *business* Enilive ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 728 milioni nell'esercizio 2023, +8 per cento rispetto al 2022, per effetto della solida *performance* del Marketing.

Le vendite sulla rete in Italia (5,32 milioni di tonnellate) sono in leggera diminuzione rispetto al 2022 (5,38 milioni di tonnellate, -1,1 per cento) a causa di minori volumi di gasolio commercializzati, in parte compensati dalle maggiori vendite di benzina.

Il *business refining* ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 441 milioni nell'esercizio 2023, che si confronta con un utile di 1.511 milioni nell'anno 2022, negativamente influenzato dalla

riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri e dai *crack spread* dei prodotti, in parte compensati dalla riduzione del costo delle *utilities* dovuta al calo dei prezzi del gas naturale.
Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2023 ammontano a 18,88 milioni di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto al 2022. I volumi di *bio-feedstock* processati sono pari a 866 mila tonnellate in aumento del 59,5 per cento rispetto al 2022 (+323 mila tonnellate) beneficiando del contributo dell'impianto di Chalmette (Stati Uniti) e dei maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela.
Nel 2023 il *business* della Chimica ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 614 milioni, in aumento rispetto alla perdita di 254 milioni conseguita nell'esercizio 2022. Tale risultato riflette il calo della domanda in tutti i segmenti di *business* dovuto al rallentamento macroeconomico e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai *competitors* americani ed asiatici.
L'utile operativo *adjusted* del settore *Enilive, Refining* e Chimica pari a 555 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli *special item* di 1.348 milioni e con l'esclusione della perdita da valutazione delle scorte di 604 milioni.
L'utile netto *adjusted* del settore *Enilive, Refining* e Chimica si attesta a 670 milioni rispetto all'utile di 1.914 milioni del 2022.
Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.676 mila tonnellate sono in diminuzione rispetto al 2021 (-775 mila tonnellate, pari al 17,4 per cento). In particolare, le principali variazioni sono state registrate nelle olefine (-22,8 per cento) e negli elastomeri (-18,7 per cento), nel polietilene (-16,4 per cento) e negli stirenici (-12,1 per cento). Nel *business moulding* & *compounding* le vendite sono state pari a 76 mila tonnellate.

4.2.4 Settore Plenitude & Power

L'utile operativo *adjusted* del settore *Plenitude & Power* pari a 681 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli *special item* di 1.145 milioni.
Nel 2023, Plenitude ha registrato un utile operativo *adjusted* pari a 515 milioni, in aumento del 49,3 per cento rispetto al 2022, grazie ai buoni risultati del *business retail* e al *ramp-up* della capacità installata e dei volumi di produzione da fonti rinnovabili, confermando il valore del modello di *business* integrato. Il *business Power* di produzione di energia da impianti a gas ha

conseguito l'utile operativo *adjusted* di 166 milioni, in riduzione di 104. Il risultato dell'aggregato *Corporate* e altre attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operative 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*).

L'utile netto *adjusted* del settore *Plenitude & Power* di 414 milioni è in aumento del 4,3 per cento rispetto al 2022 (utile netto *adjusted* di 397 milioni).

Nel 2023, le vendite di gas *retail* in Italia e nel resto d'Europa di 6,06 miliardi di metri cubi hanno evidenziato una riduzione di 0,78 miliardi di metri cubi rispetto al 2022, pari al -11,4 per cento. Le vendite *retail* di energia elettrica a clienti finali di 17,98 TWh, effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Spagna, registrano una riduzione del 4,2 per cento rispetto al 2022, dovuta in particolare all'impatto negativo delle eccezionali condizioni climatiche particolarmente miti e ai minori consumi all'estero, in parte compensati dall'incremento delle vendite in Italia (+4 per cento).

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 19,88 TWh registrano una riduzione pari all'11,1 per cento, a seguito dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

La produzione di energia da fonti rinnovabili di 3,98 TWh, in crescita rispetto al 2022, grazie al contributo degli *asset* acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente. Al 31 dicembre 2023 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 3 GW, di cui il 64 per cento riferita a impianti fotovoltaici (inclusa potenza installata di *storage*) ed il 36 per cento a impianti eolici.

4.3 Attività di approvvigionamento

Le attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi di Eni Spa[7] sono gestite dalle seguenti funzioni:

- la funzione *Procurement*, posta alle dipendenze del *Director Human Capital & Procurement Coordination (HC&P)*, responsabile per le attività di approvvigionamento della Società, con l'esclusione di quelle in ambito industriale, ambientale[8] e commerciale *retail*[9];
- l'unità "*Natural Resources Procurement & Contracts*" posta alle dipendenze del *Director Natural Resources Development, Operations & Energy Efficiency (NR DOE)* nell'ambito della Direzione Generale *Natural Resources*, responsabile per le attività di approvvigionamento della società in ambito industriale per il settore *Natural Resources*;
- l'unità "*Approvvigionamento Attività Industriali e Logistica*", posta alle dipendenze del *Director Refining Evolution and Trasformation (REVT)* nell'ambito della Direzione Generale *Energy Evolution,* responsabile per le attività di approvvigionamento per il settore *Downstream & Industrial Operations.*

Alla funzione *Procurement* è, inoltre, attribuita la responsabilità di indirizzo, coordinamento e controllo delle attività di approvvigionamento svolte dalle altre unità approvvigionanti di Eni e di quelle svolte nell'ambito delle società controllate non quotate del Gruppo in Italia e all'estero[10].

---

[7] Non include: materie prime (es. greggio, gas, etc.); semi-lavorati (es. bitumi, *virgin nafta*, etc.); prodotti destinati alla rivendita; servizi di logistica primaria; *utilities* del processo di produzione (es. energia elettrica, idrogeno, etc.); servizi di sito da/a società co-insediate nello stesso sito industriale; servizi di produzione dei semilavorati e prodotti finiti; prodotti speciali per la lavorazione delle materie prime, semilavorati e prodotti finiti; certificati verdi e titoli assimilati (es. TEE, certificati bianchi, etc.); titoli minerari; servizi o prodotti finanziari; beni immobili (ivi incluse le locazioni); specifiche attività aventi carattere di fiduciarietà, riservatezza, emergenza, specificità del mercato (ad es. servizi finanziari, amministrativi e fiscali, incarichi legali, incarichi M&A, sponsorizzazioni, liberalità, donazioni, contratti con gli operatori della rete commerciale, contratti di assicurazione, gestione emergenza e contratti di lavoro, *joint venture*). Tali approvvigionamenti, in considerazione della loro peculiarità e dello stretto legame che hanno con i processi produttivi e commerciali delle singole aree di *business* e società, sono gestiti direttamente dalle unità di *business* competenti.

[8] Le attività di approvvigionamento di Eni connesse alle attività ambientali sono accentrate nella funzione "*Approvvigionamenti Ambientali*" di Eni Rewind Spa.

[9] Le attività di approvvigionamento di Eni connesse alle attività commerciali *retail* gas e luce sono accentrate nella funzione "*Global Procurement*" di Eni Plenitude Spa Società Benefit, mentre quelle connesse alle attività commerciali *retail* in ambito mobilità sostenibile afferiscono alla funzione "*Procurement Business Partner*" di Enilive Spa.

[10] Le società controllate da Eni quotate in borsa sono soggette ad indirizzo e controllo nel rispetto della loro autonomia giuridica e gestionale, nonché degli interessi specifici delle singole società.

Per gran parte delle società controllate italiane le attività operative di approvvigionamento sono accentrate in Eni Spa che fornisce i relativi servizi in base alle richieste avanzate da tali società. Le rimanenti società controllate non quotate (in Italia e all'estero) gestiscono direttamente le proprie attività di approvvigionamento nel rispetto delle procedure Eni; per procedimenti di particolare dimensione e/o complessità, esse possono ricorrere al supporto operativo delle unità approvvigionanti di Eni nell'ambito di specifici accordi.

4.3.1 Attività negoziale posta in essere nel 2023

L'attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi svolta nel 2023 direttamente dalle funzioni approvvigionanti di Eni e dalle società controllate, ad esclusione delle società quotate, in continuità con gli anni precedenti, evidenzia in sintesi:

- una costante prevalenza economica dell'approvvigionato afferente all'ambito *Natural Resources*, in particolare il settore *Exploration & Production,* rispetto al valore complessivo dell'attività negoziale;
- l'utilizzo del contratto aperto come tipologia di atto negoziale più rilevante;
- l'alta incidenza in valore (e la bassa incidenza a numero) dei contratti di importo rilevante (ossia di valore superiore ai 500.000 euro);
- l'elevata incidenza degli affidamenti condotti attraverso indizione di gara.

Il valore complessivo dell'attività negoziale posta in essere nell'anno 2023 è pari a circa 20.320 mln, di cui il 60 per cento svolta per attività estere.

La ripartizione per settore di attività del valore complessivo dell'attività negoziale del 2023 evidenzia quanto segue: *Natural Resources*[11]: 13.640 mln circa (67 per cento del totale); *Energy Evolution*[12]: 5.520 mln circa (27 per cento del totale); *Support Function e altre attività*: 1.160 mln circa (6 per cento del totale).

L'analisi condotta con riferimento al numero dei contratti assegnati evidenzia che a fronte di un numero complessivo (in Italia ed all'estero) di atti negoziali pari a circa 17.500:

- circa 5.200 contratti (30 per cento del totale) hanno riguardato l'ambito *Natural Resources*;

---

[11] Tra cui attività relative al settore *Exploration & Production*: 13.630 mln circa; *Global Gas & LNG Portfolio* 10 mln circa.

[12] Tra cui attività relative a: *Downstream* 1.130 mln circa; *Enilive (bioraffinerie e commerciale retail)* 630 mln circa; *Ambientale* 1.230 mln circa *Chimica* 1.140 mln circa; *Plenitude* 720 mln circa; *Power Generation & Marketing* 670 mln circa.

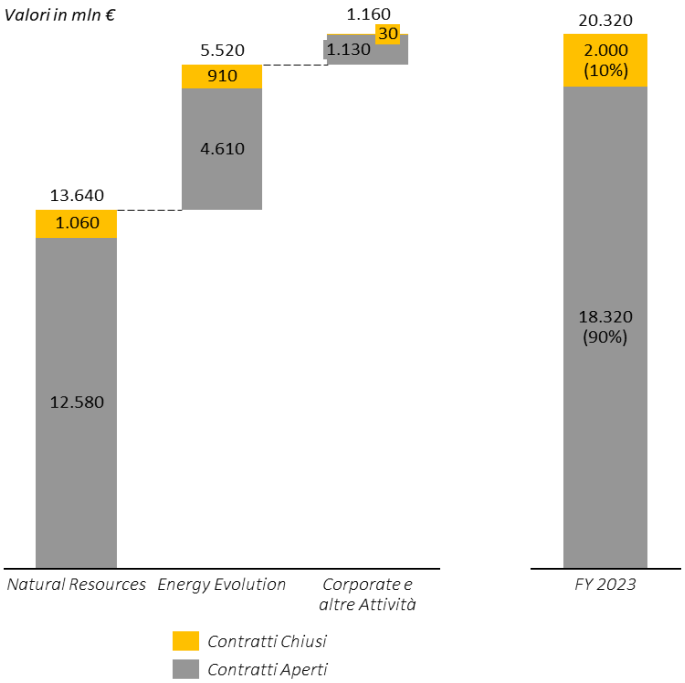
- circa 11.100 contratti (63 per cento del totale) l'ambito *Energy Evolution*;
- circa 1.200 contratti (7 per cento del totale) l'ambito *Support Function e altre attività.*

Il quadro che emerge è rappresentativo delle diversità di *business* presenti all'interno di Eni: il settore *Exploration & Production (Natural Resources)* è caratterizzato da contratti di importo più elevato ed attività negoziali svolte prevalentemente all'estero, mentre il settore *Energy Evolution* è caratterizzato da un maggior numero di contratti, ma di importo unitario più contenuto e prevalentemente concentrati sul territorio nazionale.

4.3.2 Tipologia degli atti negoziali

Come già anticipato, anche nel 2023 la tipologia di atto negoziale con maggiore incidenza è stato, in Italia e all'estero, il contratto aperto (in cui la prestazione è pattuita con riferimento ad un determinato arco di tempo, per interventi non predeterminati nel numero, ma resi secondo le necessità dell'azienda), che rappresenta il 90 per cento del valore complessivo dell'attività posta in essere, come evidenzia il grafico che segue:

Grafico 1



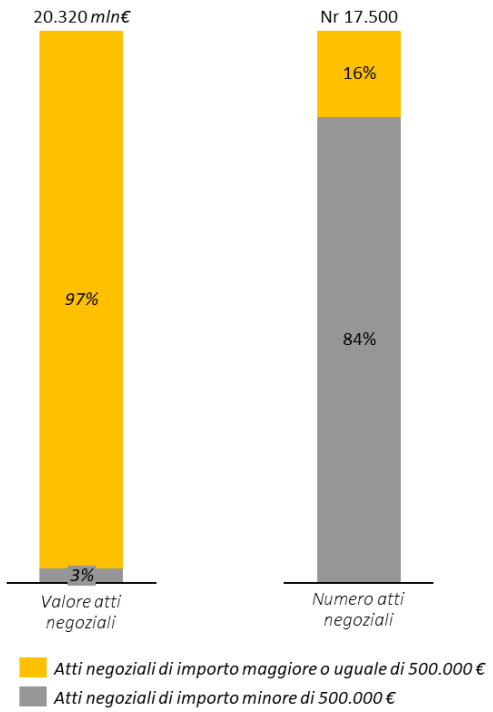
Fonte: Eni.

Il prevalente ricorso al contratto aperto viene giustificato dall'esigenza di cumulare i fabbisogni trasversali di diverse realtà, garantendo economie di scala e con l'ulteriore effetto di avere la concentrazione di volumi più elevati in un minor numero di processi di approvvigionamento. Tale impostazione continua ad assicurare una maggior efficienza ed efficacia dei processi, anche attraverso una migliore pianificazione dei fabbisogni.

4.3.3 Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro

Come mostra il grafico seguente, i contratti di importo superiore ai 500.000 euro rappresentano circa il 97 per cento del valore complessivo dell'approvvigionato, pari al 16 per cento circa del numero dei contratti, ed hanno riguardato in prevalenza l'ambito *Natural Resources*, in particolare il settore *Exploration & Production*:

Grafico 2



Fonte: Eni.

Il settore *Energy Evolution*, come detto, si caratterizza per un maggior numero di contratti di importo meno rilevante, avendo l'attività negoziale riguardato prevalentemente la manutenzione degli impianti produttivi.

4.3.4 Procedure di affidamento

L'affidamento dei contratti aventi ad oggetto lavori, beni e servizi è disciplinato da un sistema normativo interno Eni[13] volto ad assicurare un processo di approvvigionamento integrato con gli obiettivi di *business* e strutturato secondo principi di economicità, efficacia, imparzialità, parità di trattamento, trasparenza, proporzionalità, pubblicità, sostenibilità, tutela dell'ambiente ed efficienza energetica.

La selezione dei fornitori avviene, in conformità alla normativa applicabile, attraverso un sistema di qualificazione aperto e costantemente aggiornato in base alle esigenze del *business* e alla verifica del possesso da parte dei fornitori di requisiti di carattere etico-professionale, economico-finanziario, tecnico-organizzativo e di tutela dei diritti umani necessari per il mantenimento della loro qualificazione.

Anche nel 2023 gli affidamenti di Eni Spa e delle società controllate sono stati effettuati in prevalenza mediante gara (il 60 per cento contro il 40 per cento delle assegnazioni dirette). Il ricorso ad affidamenti diretti, senza l'indizione di gara, è infatti limitato a singole casistiche, soggette a uno specifico *iter* autorizzativo, in cui siano assenti alternative di mercato o in cui il ricorso a fornitori alternativi comporti oggettive e sproporzionate diseconomie.

4.4 Partecipazioni

Eni Spa controlla, come capogruppo, 435 società e detiene partecipazioni in ulteriori 144 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*) e collegate, e altre 25 partecipazioni rilevanti (3 in Italia e 22 all'estero). Nella tabella che segue sono indicate le imprese controllate, controllate congiunte e collegate al 31 dicembre 2023 distinte per tipologia.

---

[13] Il regime giuridico applicabile alle attività di approvvigionamento di Eni Spa e delle sue consociate è prevalentemente di natura privatistica, salvo alcuni casi specifici (settori speciali e talune subconcessioni autostradali) ai quali si applica il codice dei contratti pubblici (d.lgs. n. 36 del 31 marzo 2023 e ss.mm.ii.) attuativo anche delle Direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE. Nel 2023 il valore dei contratti aggiudicati in regime pubblicistico è stato di 650 mln, pari al 13 per cento dell'intero procurato dell'Eni Spa di ca. 5.190 mln.

Tabella 16 - Imprese controllate, controllate congiunte e collegate al 31 dicembre 2023

	Italia	Estero	Totale
Imprese controllate			
Imprese consolidate con il metodo integrale	108	266	**374**
Partecipazioni di imprese consolidate	10	49	**59**
di cui valutate con il metodo del patrimonio netto	*6*	*45*	***51***
di cui valutate con il metodo del costo	*4*	*4*	***8***
Partecipazioni di imprese non consolidate possedute da imprese controllate	1	1	**2**
Totale imprese controllate	**119**	**316**	**435**
Imprese controllate congiuntamente e collegate			
Imprese in *joint operation* consolidate	3	6	9
Imprese in *joint operation, joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	30	65	95
Imprese in *joint operation, joint venture* e collegate valutate con il metodo del costo	3	24	27
Imprese possedute da controllate non consolidate		4	4
Imprese possedute da controllate congiunte	1	8	9
Totale imprese controllate congiuntamente e collegate	**37**	**107**	**144**

Fonte: Eni.

Le società sono inserite nell'ambito delle linee di *business* di riferimento, sulla base delle attività svolte e dei settori operativi in cui operano.

In termini di struttura partecipativa è prevista una generale "segregazione" tra struttura societaria italiana e struttura societaria estera. In termini di articolazione le partecipazioni fanno riferimento a Eni Spa ovvero a *sub-holding* di partecipazioni; in particolare, le principali *sub-holding* sono rappresentate da:

- Eni International BV, società di diritto olandese, a cui fanno riferimento la maggior parte delle società estere del Gruppo (circa 80 società al 31 dicembre 2023), principalmente operanti nelle attività *Exploration & Production*, caratterizzate dalla presenza di *branches* nei paesi in cui è svolta l'attività operativa;
- Eni Petroleum, a cui afferiscono le società dell'area geografica USA;
- Eni Investments, a cui rispondono le partecipate dell'area UK, principalmente società operanti nel settore *Oil&Gas,* assunte a seguito di operazioni di *business combination*.

La maggior parte delle società controllate sono afferenti al settore *Exploration & Production* e sono rappresentate da realtà operanti nelle attività di esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi, nelle aree di operatività del Gruppo, in Italia e all'estero.

Le società partecipate del settore *Global Gas & LNG Portfolio* riguardano, essenzialmente, società operanti nelle attività di trasporto internazionale di gas naturale, nelle attività di

gestione e commercializzazione di gas naturale, LNG e *trading gas*, per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di *asset* gas.
Le società del settore *Enilive, Refining* e Chimica riguardano: (i) le attività di *supply* lavorazione di petrolio per la produzione di carburanti tradizionali, nonché le attività di *trading oil* e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del *supply* e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali svolte dal segmento operativo "*Refining*"; (ii) le attività, in capo ad Enilive Spa, di mobilità sostenibile e di bioraffinazione, che comprendono la produzione di biocarburanti e la commercializzazione al dettaglio di tutti i vettori energetici per la mobilità, tra cui carburanti fossili e di natura biologica, le ricariche elettriche nelle stazioni di servizio, nonché l'offerta dei servizi come il *car sharing* Enjoy, la ristorazione e in generale i servizi presenti nei punti vendita, nonché (iii) relativamente alle attività Chimiche, la principale partecipazione è rappresentata dalla Versalis Spa a cui fanno riferimento le partecipazioni nazionali e internazionali che detengono gli impianti e le strutture commerciali dei prodotti petrolchimici, della chimica da fonti rinnovabili nonché delle applicazioni specialistiche dei polimeri.
Le società del settore *Plenitude & Power* operano, essenzialmente, nell'ambito: (i) delle attività di vendita *retail* di gas, elettricità e servizi connessi, mediante Eni Plenitude Spa Società Benefit (*ex* Eni gas e luce Spa Società Benefit) e relative partecipate; (ii) delle attività di generazione di energia elettrica mediante EniPower Spa e relative partecipate; (iii) delle attività rinnovabili e di servizio alla *e-mobility* (installazione di colonnine di ricarica) mediante Eni Plenitude Spa Società Benefit e relative partecipate.
Al settore *Corporate* e altre attività fanno riferimento, tra l'altro: (i) la Eni Rewind Spa che opera nel campo del risanamento ambientale attraverso le attività di approvvigionamento, ingegneria e realizzazione dei progetti di bonifica e di logistica dei rifiuti; (ii) le società di servizi tra cui Eni Corporate University che opera nelle attività di formazione, Eni International Resources che si occupa del reperimento e della selezione delle risorse umane critiche e dell'allocazione sulle realtà del Gruppo e EniServizi a cui sono affidate le attività di prestazione di servizi integrati agli edifici, alle persone e a supporto del *business;* (iii) le società finanziarie tra cui, in particolare, Banque Eni autorizzata all'esercizio dell'attività bancaria per l'erogazione di servizi finanziari a Eni e alle società di Eni; (iv) Eniverse Ventures (Eniverse),

un *Corporate Venture Builder* 100 per cento Eni, dedicato all'individuazione, nascita e sviluppo di iniziative imprenditoriali innovative e ad alto potenziale tecnologico che esplorano nuovi mercati, promuovendo la *Just Transition* e creando valore con un orizzonte a breve e medio termine.

Con riferimento alle società controllate congiuntamente e collegate, le principali realtà riguardano, tra l'altro, la partecipazione in: (i) Azule Energy Holdings Ltd, *joint venture* paritetica tra Eni e BP che combina le attività angolane nella ricerca e produzione di idrocarburi dei due partner, (ii) *Vår Energi*, società di diritto norvegese, operante nel settore *Oil&Gas* nel Mare del Nord, (iii) Abu Dhabi *Oil Refining Company* (ADNOC), operante nella raffinazione negli Emirati Arabi Uniti, (iv) la St. Bernard Renewables LLC (bioraffineria operativa in Louisiana (USA), *joint venture* paritetica tra Enilive e PBF Energy Inc., (v) SeaCorridor Srl, società che possiede (direttamente e indirettamente) le partecipazioni nelle società che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia, (vi) Saipem, società quotata presso la Borsa di Milano e operante nel settore *Engeneering&Construction*.

Al 31 dicembre 2023 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione di 193 milioni, allineata alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata. Inoltre, al 31 dicembre 2023 la capitalizzazione di borsa del titolo Vår Energi ASA per la quota Eni è superiore di 4.058 milioni rispetto al valore di libro della partecipazione.

Con riferimento alle operazioni di acquisizione e cessione di partecipazioni poste in essere nel corso del 2024, si segnala, tra l'altro, che:

- a gennaio 2024 è stato perfezionato l'acquisto del 100 per cento del Gruppo Neptune Energy, che ha sede nel Regno Unito ed è attivo nelle attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi con *asset* prevalentemente a gas naturale, localizzati in Indonesia, Algeria e Regno Unito. L'operazione, che ha comportato l'esborso di circa 2 miliardi, è stata condotta d'intesa con la collegata Vår Energi ASA che ha rilevato gli *asset* norvegesi di Neptune;
- a marzo 2024 è stato finalizzato l'accordo tra Eni, Eni Plenitude Spa Società Benefit (Plenitude) ed Energy Infrastructure Partners (EIP) che ha consentito a quest'ultima di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di circa 0,6

miliardi. A seguito della transazione, EIP detiene una percentuale pari al 7,6 per cento del capitale sociale di Plenitude, sulla base di un *equity value*, *post* aumento di capitale, di circa 8 miliardi ed un *enterprise* value di oltre 10 miliardi;

- ad aprile 2024, Eni ha raggiunto un accordo per aggregare i propri *asset* di esplorazione e produzione situati in UK, esclusi quelli situati nell'East Irish Sea e quelli legati ai progetti CCUS, agli *asset* di Ithaca Energy. A fronte di tale aggregazione Eni UK riceverà nuove azioni ordinarie del capitale sociale di Ithaca in modo che, al completamento dell'operazione, Eni UK deterrà una partecipazione pari al 38,5 per cento del capitale sociale di Ithaca. La decorrenza degli effetti dell'operazione era prevista dal 30 giugno 2024, con completamento dell'efficacia nel terzo trimestre 2024, subordinatamente al rilascio delle necessarie autorizzazioni regolatorie e di altre condizioni tipiche per operazioni di questa natura;
- a giugno 2024 Eni Spa ha completato la cessione, attraverso una procedura di *accelerated bookbuilding*, di 199.556.000 di azioni ordinarie Saipem Spa, pari a circa il 10 per cento del capitale sociale (liberamente trasferibili e non vincolate al patto parasociale in essere con CDP Equity). La cessione è avvenuta al prezzo di euro 1,97 per azione, per un controvalore totale pari a circa 393 milioni.

5. IL PIANO STRATEGICO QUADRIENNALE

Il 23 febbraio 2023 Eni ha annunciato il Piano strategico 2023-2026.

Il Piano si concentra su:

- sicurezza energetica e accessibilità attraverso la diversificazione geografica e tecnologica;
- riduzione delle emissioni;
- fare leva sulla tecnologia per le iniziative di oggi e per le future opportunità di innovazione;
- creazione di valore per gli azionisti.

Sono confermati gli obiettivi di riduzione delle emissioni *Scope* 1, 2 e 3 rispetto al 2018: -35 per cento entro il 2030; -80 per cento entro il 2040; e *net* zero entro il 2050.

Per la produzione *Upstream* è prevista una crescita ad un tasso medio annuo del 3-4 per cento fino al 2026, con una successiva stabilizzazione fino al 2030. La quota di produzione del gas salirà al 60 per cento entro il 2030. È confermato l'obiettivo di zero emissioni nette *Upstream Scope* 1+2 entro il 2030.

Eni sta garantendo le forniture di gas ai propri clienti attraverso un portafoglio maggiormente diversificato, flessibile e integrato e prevede una crescita del GNL contrattualizzato a oltre 18 MTPA (*Metric Tonnes Per Annum*) entro il 2026, il doppio rispetto al 2022. La Società sta incrementando le previsioni di profitto per le proprie attività GGP.

Nel settore della bioraffinazione, la Società sta accelerando il raggiungimento dei propri obiettivi, aumentando il *target* per *Eni Sustainable Mobility* a una capacità di oltre 3 MTPA entro il 2025 e di oltre 5 MTPA entro il 2030.

La trasformazione di Versalis in una società chimica caratterizzata dalla specializzazione del proprio portafoglio e sostenibile consentirà di generare reddito nel periodo del Piano.

Nel Piano è previsto che la capacità di generazione rinnovabile di Plenitude aumenterà a oltre 7 GW entro il 2026 e a oltre 15 GW entro il 2030. La Società ha l'obiettivo di più che raddoppiare i punti di ricarica entro il 2026; si prevede che l'Ebitda di Plenitude aumenti per il 2026 di tre volte rispetto al 2022.

Sulla base dello scenario Eni, la Società prevede di generare un CFFO (*Cash Flow From Operations*) prima del capitale circolante di oltre 17 miliardi nel 2023 e di oltre 69 miliardi nel

corso del Piano, con un aumento del 25 per cento nel 2026 rispetto al 2023, allo scenario costante del 2023. Ciò al fine di finanziare gli investimenti e di potenziare la remunerazione agli azionisti, mantenendo il *leverage* tra il 10-20 per cento. La politica di remunerazione degli azionisti viene semplificata e potenziata, con il 25-30 per cento del CFFO da distribuire in dividendi e *buyback*.

Il dividendo proposto per il 2023 viene aumentato del 7 per cento a 0,94 euro per azione e il *buyback* è fissato a 2,2 miliardi.

Il 14 marzo 2024 è stato annunciato dall'Amministratore delegato il nuovo Piano strategico 2024-2027. I principali elementi del Piano sono:

- generazione di un *cash flow from operation* prima del capitale circolante di circa 13,5 miliardi nel 2024 e di 62 miliardi nell'arco del Piano quadriennale, in crescita del 30 per cento a scenario costante;
- investimenti netti 2024-2027 pari a 27 miliardi (al netto della cassa derivante dall'attività di portafoglio) per una media annua pari a 7 miliardi, inferiori di oltre il 20 per cento rispetto al Piano precedente;
- l'obiettivo di *net* zero per le emissioni *Upstream Scope* 1 e 2 è confermato entro il 2030, quello di *net* zero per tutte le attività di Eni *Scope* 1, 2 entro il 2035; gli obiettivi di riduzione delle emissioni *Scope* 1, 2 e 3 sono confermati: 35 per cento entro il 2030, 80 per cento entro il 2040 e *net* zero entro il 2050;
- la produzione *Upstream* è prevista crescere a un tasso medio annuo del 3-4 per cento fino al 2027, estendendo tale crescita di un ulteriore anno rispetto al Piano precedente; tasso di crescita medio annuo del 2 per cento al netto delle attività di portafoglio previste;
- si prevede che nel 2024 GGP genererà 800 milioni di *Ebit pro-forma*, che riflette le previsioni di riduzione dei prezzi del gas e la minore volatilità; in caso di positiva definizione dei negoziati in corso o attesi, e di ripresa del prezzo e della volatilità del mercato, GGP potrebbe raggiungere un Ebit *pro-forma* di oltre 1 miliardo, in relazione al posizionamento delle attività, che sono in grado di cogliere le opportunità derivanti da un possibile ritorno della volatilità;
- la CCS (*Carbon, Capture and Storage*) si sta affermando come un fattore di crescita nel percorso di transizione energetica di Eni, con una capacità di stoccaggio *gross unrisked* di

circa 3 GigaTon, una capacità attiva di iniezione di CO_2 di oltre 15 milioni di tonnellate all'anno (MTPA) entro il 2030, in aumento fino a circa 40 MTPA dopo il 2030;

- l'*Ebitda pro-forma* di Enilive è previsto a oltre 1,6 miliardi nel 2027, con un tasso di crescita medio annuo del 20 per cento. La capacità di bioraffinazione è prevista a oltre 3 MPTA entro il 2026 (il doppio rispetto a fine 2023) e raggiungerà oltre 5 MTPA entro il 2030, con oltre 1 MTPA di opzionalità SAF al 2026, potenzialmente raddoppiabile al 2030. L'*agribusiness* di Eni crescerà fino a rappresentare oltre il 35 per cento del *feedstock* processato nelle bioraffinerie italiane di Eni al 2027;
- Plenitude ha come obiettivo l'*Ebitda pro-forma* di 2 miliardi nel 2027 (oltre il doppio rispetto al 2023). La capacità installata di energia rinnovabile sarà pari a 4GW nel 2024 ed è prevista più che raddoppiare a oltre 8 GW al 2027;
- la ristrutturazione e trasformazione di Versalis porteranno l'*Ebitda* nel 2025 a livello di *breakeven* e l'*Ebit* positivo nel 2026, con un miglioramento per il Gruppo di oltre 600 milioni;
- Eni prevede di realizzare 1,8 miliardi di riduzione dei costi *corporate* nell'arco del Piano, in linea con l'evoluzione della strategia di Eni e con le opportunità derivanti dallo sviluppo del modello satellitare;
- la remunerazione degli azionisti è ulteriormente potenziata. Eni intende distribuire tra il 30-35 per cento del CFFO (*Cash Flow from Operations*) annuale attraverso dividendi e *buyback*, in aumento rispetto al precedente 25-30 per cento. Il dividendo proposto per il 2024 è pari a 1 euro per azione, in aumento di oltre il 6 per cento e il *buyback* è fissato a 1,1 miliardi. In presenza di *upside* si prevede di destinare fino al 60 per cento dei flussi di cassa incrementali rispetto al Piano, in aumento rispetto al precedente 35 per cento.

5.1 Dettagli per linea di *business* del Piano 2024-2027

NATURAL RESOURCES

La Direzione Natural Resources genererà nel tempo valore e cassa, garantendo al contempo la progressiva decarbonizzazione delle attività. Eni continuerà a perseguire una strategia prevalentemente organica, facendo leva sulle proprie competenze distintive, sulla *leadership* nell'esplorazione e sullo sviluppo rapido dei propri progetti aumentando la produzione di idrocarburi nel periodo del Piano.

GGP continuerà a massimizzare il valore del gas prodotto, ampliando al contempo le attività di *trading* esistenti. Le attività di CCUS (*Carbon Capture Utilization and Storage*) utilizzeranno le infrastrutture esistenti e i giacimenti esauriti per catturare e stoccare la CO_2, sia per l'azienda stessa che come servizio per terzi. La significativa opzionalità e flessibilità dei nuovi progetti consente inoltre a Eni di liberare in anticipo il valore e di ridurre il rischio degli investimenti attraverso una gestione attiva del portafoglio, in linea con i risultati già ottenuti dall'applicazione del *dual exploration model*.

- **Valore**: il CFFO *Upstream* per barile aumenterà di oltre il 30 per cento tra il 2023 e il 2027 a scenario costante, grazie alla qualità dei nuovi progetti *fast track* in particolare Congo, Costa d'Avorio, Indonesia e Libia.
- **Produzione**: la produzione crescerà ad un tasso medio annuo del 3-4 per cento fino al 2027, in media del 2 per cento dopo le operazioni di dismissioni previste grazie all'accelerazione delle attività di gestione del portafoglio. Eni ha un numero significativo di FID programmate e di opzionalità, in molti casi con una elevata quota di partecipazione, che offrono un'eccellente visibilità del *business* oltre il periodo di Piano e attestano la significativa materialità del suo portafoglio di progetti.
- ***Capex* netti *Upstream***: inclusa l'attività di portafoglio, la spesa netta *upstream* per investimenti sarà di circa 5 miliardi in media all'anno, -20 per cento rispetto al precedente Piano. Ciò riflette la qualità dei progetti, l'ottimizzazione degli investimenti e l'accelerazione delle dismissioni.
- **Portafoglio**: Eni anticiperà la generazione di valore per il *business* riducendo la propria presenza nei progetti ad elevata partecipazione, in linea con l'applicazione del *dual exploration model*. Eni continuerà a ribilanciare il proprio portafoglio di *asset* attraverso la dismissione delle attività marginali. Complessivamente, si prevede che gli *asset Upstream* rappresentino oltre la metà del valore totale delle dismissioni di Gruppo.
- **Esplorazione**: l'esplorazione è un elemento altamente distintivo del *business model* di Eni. La esplorazione "*world class*" della Compagnia ha scoperto oltre 16 miliardi di boe di risorse negli ultimi 15 anni, di cui 900 milioni di boe nel 2023, al costo di circa 1,2$/boe. Negli ultimi 10 anni, il Gruppo ha messo in produzione il 70 per cento delle proprie scoperte e ha incassato circa 10 miliardi dalla cessione di quote derivanti dai successi

esplorativi. L'esplorazione continuerà a essere un importante motore di creazione di valore, investendo oltre 1,5 miliardi nel corso del Piano.

- **Emissioni**: *Scope* 1+2 *Upstream*, *net* zero confermato entro il 2030.
- **GGP**: l'*Ebit pro-forma* di GGP è previsto a circa 800 milioni nel 2024. Tale risultato riflette l'ipotesi di Eni di normalizzazione del mercato del gas con prezzi più bassi e, soprattutto, una volatilità significativamente inferiore. Tuttavia, attualmente il mercato rimane molto esposto ai cambiamenti di contesto quali eventi geopolitici, problemi di approvvigionamento, condizioni meteo e livelli della domanda. Qualora tali eventi si verificassero, Eni ha dimostrato di poter generare significativi *upside* fino a oltre 1 miliardo, facendo leva sul portafoglio di gas in approvvigionamento e sulla disponibilità di infrastrutture e logistica.
- **CCS**: la CCS è una leva fondamentale per ridurre le emissioni nette e guidare la transizione energetica. Eni ha acquisito una posizione di *leadership*, in particolare nel Regno Unito e in Italia, e si sta espandendo in Nord Africa, Olanda e Norvegia. La CCS diventerà quindi una delle piattaforme chiave del portafoglio di Eni orientato alla transizione energetica, sia per la decarbonizzazione delle proprie operazioni che come servizio per la decarbonizzazione di industrie terze. La capacità di stoccaggio *gross unrisked* è di circa 3 GigaTon. Eni si pone l'obiettivo di raggiungere una capacità *gross* di reiniezione di CO_2 di oltre 15 MTPA prima del 2030 e in aumento fino a circa 40 MTPA dopo il 2030. La fase 1 del progetto CCS di Ravenna sarà avviata quest'anno mentre lo sviluppo della fase 2 è previsto per il 2027, e sono possibili ulteriori fasi di sviluppo. Nel Regno Unito, il progetto Hynet si prevede sarà approvato entro quest'anno contemporaneamente a quello degli emettitori.

ENERGY EVOLUTION

Enilive, Plenitude e Versalis, insieme a CCS, rappresentano un portafoglio di *business* per la transizione energetica con prospettive di forte crescita e creazione di valore. Enilive si è affermata come azienda *leader* nel settore della bio-raffinazione a livello globale, distinguendosi per la tecnologia proprietaria, facendo leva su un modello di *business* integrato verticalmente con la produzione di *agri-feedstock* e potendo contare su un'esperienza operativa

decennale. Plenitude, che fornisce energia a basse e zero emissioni di CO_2 ai propri clienti, ha conseguito un'eccezionale crescita operativa e finanziaria e continuerà a progredire nel tempo. La creazione di valore di Plenitude è stata confermata dal recente investimento di Energy Infrastructure Partners. Si prevede che i risultati di Versalis torneranno alla redditività grazie a un piano di ristrutturazione e trasformazione dopo i risultati del 2023. Questi *business* costituiranno una piattaforma significativa per la crescita materiale del valore nel corso del Piano e oltre.

- **Bioraffinazione Enilive**: si prevede una capacità di oltre 3 MTPA al 2026 e di oltre 5 MTPA al 2030, con un tasso di crescita di circa il 20 per cento. Recentemente, Eni ha approvato il terzo progetto di conversione bio della raffineria di Livorno, mentre un quarto progetto è attualmente in fase di studio in Italia. Due ulteriori FID internazionali in Corea del Sud e Malesia sono previsti per il 2024. Entro il 2026 si prevede di raggiungere un'opzionalità SAF di oltre 1 MTPA - pari a due volte l'obiettivo definito in precedenza - con un potenziale raddoppio entro il 2030. L'approvvigionamento di *feedstock* dagli *agri-hub*, aspetto distintivo della strategia di Eni, raggiungerà oltre 700.000 tonnellate nel 2027 che corrisponde a oltre il 35 per cento del *feedstock* processato nelle bioraffinerie italiane di Eni.
- **Risultati e investimenti di Enilive**: si prevede che Enilive consegua un *Ebitda pro-forma* di 1 miliardo nel 2024 e superiore a 1,6 miliardi nel 2027. Ciò riflette la crescita della capacità di bioraffinazione, le attività di *rebranding* delle stazioni di servizio e l'aumento del contributo dei servizi *non-oil*, che si prevede sarà pari a circa il 40 per cento dei risultati totali delle attività *retail* entro la fine del Piano. I *Capex* di Enilive saranno in media di 0,5 miliardi all'anno nell'arco di Piano.
- **Capacità operativa di Plenitude**: la capacità installata di energia rinnovabile sarà pari a 4 GW nel 2024, e più che raddoppierà a oltre 8 GW nel 2027. Raggiungerà gli oltre 15 GW entro il 2030 registrando una significativa tendenza di crescita. Tale crescita è sostenuta da una *pipeline* di 2 GW di progetti in esecuzione, 4 GW a maturità elevata/media e ulteriori 15 GW a bassa maturità. I punti di ricarica per veicoli elettrici saranno circa 24 mila nel 2024 e si prevede che raddoppieranno tra il 2023 e il 2027.

- **Risultati e investimenti di Plenitude**: si prevede l'*Ebitda pro-forma* di 1 miliardo nel 2024, in aumento fino a 2 miliardi nel 2027. Gli investimenti di Plenitude saranno in media di circa 1,4 miliardi all'anno nell'arco di piano.
- **Versalis**: A seguito delle perdite registrate nel 2023, determinate dallo scenario negativo del mercato globale della chimica, particolarmente deteriorato in Europa, Eni intende realizzare un piano di ristrutturazione. Versalis, anche attraverso l'acquisizione del controllo di Novamont nel 2023 è impegnata in una trasformazione e in un riposizionamento del proprio *business* verso prodotti specializzati quali chimica *bio-based* e circolarità, in linea con l'evoluzione del contesto strategico del *business*. Queste misure consentiranno di raggiungere il pareggio dell'*Ebitda* nel 2025 e un *Ebit* positivo entro il 2026, con un miglioramento significativo di oltre 600 milioni per il Gruppo.

STRATEGIA FINANZIARIA

Il Piano si fonda su un bilanciamento tra crescita, posizionamento di lungo termine e ritorni per gli azionisti.

- Il CFFO ante capitale circolante nel 2024 si prevede pari a 13,5 miliardi, con una media di 15 miliardi nel periodo del piano. A scenario costante, il CFFO al 2027 sarà superiore di oltre il 30 per cento a quello del 2024, o del 45 per cento per azione. La crescita è guidata da tutti i settori, con Plenitude ed Enilive, i principali *business* legati alla transizione energetica, che insieme rappresentano circa il 20 per cento di tale aumento, a conferma della diversificazione delle attività di Eni ad elevato valore.
- Eni prevede di realizzare 1,8 miliardi di riduzione dei costi *corporate* nell'arco di Piano, in linea con l'evoluzione della strategia e con le opportunità derivanti dallo sviluppo del modello satellitare.
- Grazie all'approccio disciplinato nella selezione degli investimenti e alla più ampia gestione del portafoglio, gli investimenti netti di Eni si riducono a 27 miliardi, circa 7 miliardi all'anno, inferiori di oltre il 20 per cento rispetto al Piano dello scorso anno, grazie all'ottimizzazione, al miglioramento della qualità dei progetti e alla più ampia gestione del portafoglio.

- Eni ha completato le principali acquisizioni in M&A necessarie per sostenere la propria strategia. L'attività di portafoglio nell'arco di Piano è focalizzata sull'applicazione del "per cento model" dell'*Upstream*, grazie ai continui e straordinari successi esplorativi, sulla razionalizzazione degli *asset* marginali e sull'avanzamento della strategia di valorizzazione del proprio modello satellitare. Entro la fine del Piano, Eni si aspetta che i quattro principali *business* legati alla transizione energetica (Plenitude, Enilive, Novamont, CCS) siano pienamente valorizzati, catturando i multipli di mercato.
- Eni sta generando significativi flussi di cassa, ha un bilancio solido rispetto agli *standard* storici, un contenuto costo del debito, un'eccellente liquidità e una significativa flessibilità finanziaria. Nell'arco di Piano, il *leverage* è atteso pari al 15-25 per cento, nella parte alta del *range* all'inizio del piano in virtù del completamento delle acquisizioni strategiche chiave, e nella parte inferiore alla fine del Piano.

5.2 Operazioni più rilevanti

Tra le molteplici attività poste in essere da Eni Spa nel corso dell'esercizio 2023, meritano di essere segnalate, per il loro rilievo, quelle di seguito riportate:

- firmato un accordo con la società di Stato National Oil Corporation (NOC) per avviare in Libia lo sviluppo delle "Strutture A&E", con l'obiettivo di incrementare la produzione di gas da destinare al mercato domestico e per l'esportazione di volumi in Europa. Il progetto prevede anche la costruzione di un impianto di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS), in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni;
- completata l'acquisizione del *business* di BP in Algeria, che include due concessioni produttive a gas "In Amenas" e "In Salah", operate congiuntamente con Sonatrach ed Equinor;
- costituita la società Enilive, impegnata nelle attività di bioraffinazione, nella produzione di biometano, nelle soluzioni di *smart mobility*, tra cui il *car sharing* Enjoy, e nella commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità. Attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa, Enilive ha l'obiettivo di fornire servizi e prodotti progressivamente decarbonizzati per la transizione energetica, accelerando il percorso verso la riduzione delle emissioni lungo il loro intero ciclo di vita. L'ampia offerta di

prodotti è realizzata in diversi impianti, tra cui le bioraffinerie a Venezia, Gela e in Louisiana negli Stati Uniti d'America, nonché 22 impianti per la produzione di biometano in Italia, oltre ai progetti relativi a nuove bioraffinerie in Italia e nel Sud-est asiatico;

- finalizzata la *joint venture* paritetica tra Enilive e PBF Energy Inc. (PBF) in St. Bernard Renewables LLC (SBR), bioraffineria operativa co-locata con la raffineria di Chalmette in Louisiana (USA). La bioraffineria è entrata in esercizio con una capacità complessiva di lavorazione di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno di materie prime con capacità di pretrattamento complete;
- avviata la produzione presso il progetto "Golden Buckle Solar Project" da 263 MW in Brazoria County, Texas;
- firmato un nuovo accordo di collaborazione con Commonwealth Fusion Systems (CFS), uno *spin-out* del MIT di cui Eni è azionista strategico, per accelerare l'industrializzazione dell'energia da fusione a confinamento magnetico. L'accordo farà leva sull'esperienza globale di Eni nell'ingegneria e nella gestione dei progetti per aiutare CFS nello sviluppo su scala industriale della nascente tecnologia dell'energia da fusione a confinamento magnetico. Eni ritiene che tale tecnologia svolgerà un ruolo importante nella decarbonizzazione dell'economia promettendo una fornitura di energia inesauribile, sicura e priva di emissioni, rappresentando una trasformazione del paradigma energetico;
- avviato il primo impianto al mondo di produzione di energia elettrica rinnovabile dal moto ondoso del mare, denominato ISWEC (Inertial Sea Wave Energy Converter), installato al largo di Pantelleria. La tecnologia ISWEC è stata sviluppata da Eni in collaborazione con il Politecnico di Torino e Wave for Energy Srl (*spin-off* dell'ateneo);
- conseguito lo *start-up* del progetto Congo LNG, attraverso il completamento dell'installazione *offshore* dell'impianto di liquefazione Tango FLNG, con capacità di circa 1 miliardo di metri cubi di gas per anno, e di Excalibur Floating Storage Unit (FSU). Il piano di sviluppo prevede l'installazione di 2 unità flottanti per la liquefazione del gas (FLNG), 1 unità di stoccaggio GNL (FSU), 7 nuove piattaforme, un impianto di trattamento *onshore* e la perforazione di 41 pozzi. I principali contratti sono stati assegnati. La seconda FLNG, con una capacità di circa 3,5 miliardi di metri cubi/anno, è attualmente in costruzione. L'avvio produttivo è atteso nel 2025;

- firmato un accordo con Sonangol per ampliare la collaborazione nei settori della decarbonizzazione e della transizione energetica per la produzione di carburanti a basso contenuto di carbonio e la valorizzazione delle biomasse per applicazioni agroindustriali e materiali critici;
- è stata finalizzata l'acquisizione di Neptune che contribuirà ai risultati del 2024. L'operazione comprende l'intero portafoglio di Neptune ad eccezione delle attività in Norvegia (acquisite da Vår Energi partecipata da Eni al 63 per cento) e in Germania (scorporate dall'operazione). Eni ha acquisito un portafoglio di attività che presenta una forte complementarità a livello operativo e strategico con il proprio, rafforzando la presenza in aree geografiche chiave, come Regno Unito, Algeria, Indonesia e Australia;
- acquisiti gli *asset* di Chevron in Indonesia che consentiranno di accelerare lo sviluppo dei progetti e l'integrazione con gli *asset* di Neptune Energy, in linea con l'obiettivo di aumentare la quota gas al 2030;
- è stato avviato il giacimento *offshore* di Baleine, che si estende nei blocchi CI-101 e CI-802, con un rapido *time-to-market*. Lo *start-up* produttivo è stato conseguito grazie al distintivo modello Eni di sviluppo per fasi e con approccio *fast track*, a meno di due anni dalla scoperta e a meno di un anno e mezzo dalla decisione finale di investimento. Il progetto sarà il primo a zero emissioni nette (*Scope* 1 e 2) del continente africano. La produzione di gas sarà fornita alla rete nazionale, consentendo al Paese di soddisfare il proprio fabbisogno interno di elettricità, facilitando l'accesso all'energia e rafforzando il suo ruolo di *hub* energetico regionale per i Paesi limitrofi;
- è stata inaugurata la prima stazione di servizio ALT Stazione del Gusto a Roma, il primo ristorante di Enilive in collaborazione con Accademia Niko Romito. Enilive conferma l'impegno nel proseguire il percorso di rinnovo e ampliamento dell'offerta di servizi nella rete dei suoi oltre 5.000 punti vendita in Europa, trasformando le stazioni Eni in "*mobility point*" in grado di soddisfare un numero sempre maggiore di esigenze delle persone in movimento. La *partnership* prevede un piano di sviluppo anche tramite *franchising* con l'obiettivo di raggiungere 100 aperture nel prossimo quadriennio;

- l'Autorità britannica NSTA (North Sea Transition Authority) ha assegnato ad Eni UK una licenza esplorativa per lo stoccaggio di CO_2 nel giacimento a gas depletato di Hewett, nell'*offshore* dell'area di Bacton;
- avviato il primo impianto fotovoltaico realizzato nella Repubblica del Kazakhstan, presso la località di Shaulder, con una capacità di 50 MW. Il parco fotovoltaico, che potrà produrre fino a circa 90 GWh di energia all'anno, si sviluppa su una superficie di 100 ettari ed è dotato di oltre 93.000 pannelli solari e di una sottostazione elettrica collegata alla rete locale;
- l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta a gas di Geng North-1, nella licenza *offshore* operata North Ganal (Eni 50,22 per cento). Le stime preliminari evidenziano volumi complessivi pari a 5 trilioni di piedi cubi (Tcf) di gas e 400 milioni di barili di condensati;
- è stato perfezionato l'acquisto del 64 per cento della partecipazione in Novamont posseduta dall'azionista Mater-Bi, acquisendo il controllo totalitario, al fine di accelerare la strategia di trasformazione e di crescita di Versalis nella chimica da fonti rinnovabili;
- è stato firmato un contratto di lungo termine per la fornitura fino a 1,5 miliardi di metri cubi di GNL/anno con QatarEnergy LNG NFE, la *joint venture* tra Eni e QatarEnergy per lo sviluppo del progetto North Field East. Il GNL sarà consegnato presso il terminale ricevente "FSRU Italia", a Piombino, con consegne previste a partire dal 2026, per 27 anni. La produzione di GNL del Qatar aumenterà di 45 miliardi di metri cubi oltre agli attuali 108 miliardi di metri cubi. L'accordo amplia il portafoglio di importazioni dal Qatar, rispetto a 2,9 miliardi di metri cubi/anno che Eni importa in Europa già dal 2007;
- il progetto Ravenna CCS Fase 2 è stato inserito nell'elenco europeo dei Progetti di interesse comunitario (Progetti PCI) come infrastruttura di trasporto e stoccaggio CO_2 nell'ambito del progetto integrato Callisto (Carbon Liquefaction transportation and Storage) Mediterranean CO_2 Network, sviluppato in collaborazione con Air Liquide;
- annunciato il sostegno finanziario al Global Flaring and Methane Reduction trust fund (GFMR), un programma promosso dalla Banca Mondiale per aiutare i governi e gli operatori dei Paesi in via di sviluppo ad azzerare il *flaring* di *routine* e a ridurre le emissioni di metano del settore O&G fino a portarle quasi a zero entro il 2030;

- è stato finalizzato nel marzo 2024 l'accordo tra Plenitude ed Energy Infrastructure Partners (EIP) che ha consentito a EIP di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di 0,6 miliardi pari al 7,6 per cento del capitale sociale della società. L'operazione implica un *enterprise value* di Plenitude di circa 10 miliardi e rafforzerà la struttura finanziaria consolidata di Eni;
- è stato firmato un accordo con la società *leader* globale nel settore dell'energia EDP Renováveis, S.A. ("EDPR") per l'acquisizione dell'80 per cento di tre impianti fotovoltaici già operativi situati negli Stati Uniti.

Nel 2024, tra le operazioni più significative si segnalano:

- a febbraio, un anno dopo la decisione finale di investimento, il progetto Congo FLNG ha avviato le consegne di GNL ai mercati internazionali, rendendo la Repubblica del Congo un nuovo esportatore nel panorama globale di questo combustibile;
- è stata avviata la costruzione del parco fotovoltaico di Renopool in Spagna, con una capacità di generazione progettuale di 330 MW, la più grande unità fotovoltaica mai realizzata dalla società. L'installazione fotovoltaica genererà 660 GWh all'anno e includerà sette impianti fotovoltaici e una sottostazione elettrica;
- in linea con la strategia di ottimizzazione delle attività *upstream* tramite un ribilanciamento del proprio portafoglio e la dismissione di *asset* non strategici, è stato definito un accordo vincolante con una delle maggiori società private americane operanti in Alaska, per la vendita del 100 per cento degli *asset* di Nikaitchuq e Oooguruk posseduti da Eni in Alaska. Il *closing* dell'operazione è soggetto all'autorizzazione delle autorità competenti;
- Eni e l'*upstreamer* indipendente Ithaca Energy hanno definito un accordo di aggregazione aziendale avente ad oggetto i portafogli di *asset* dei due *partner* nella piattaforma continentale UK, caratterizzati da elevata complementarità, costituendo un operatore *leader* in grado di generare crescita e valore sfruttando le sinergie finanziarie e tecniche;
- Enilive Iberia ha finalizzato l'acquisizione del 100 per cento delle azioni di Atenoil, società che opera nel settore delle stazioni di servizio. L'operazione, che ha ottenuto l'autorizzazione delle autorità competenti, riguarda 21 punti vendita nelle regioni di Madrid, Andalusia e Castiglia-La Mancia;

- Plenitude ha firmato con MERKUR una *partnership* strategica per l'installazione e la gestione di innovative stazioni di ricarica per veicoli elettrici presso i centri commerciali MERKUR sul territorio sloveno. L'accordo prevede l'installazione, la costruzione e la gestione di 62 punti di ricarica *fast* e *ultrafast* tecnologicamente avanzati in tutto il Paese. L'intero progetto sarà completato entro l'inizio del 2026;
- Plenitude ha inaugurato nella città di Cuenca (Spagna), l'impianto solare Villanueva II, con una capacità installata di 50 MW ed è collegato alla rete di trasmissione nazionale. L'impianto, composto da oltre 76.000 moduli fotovoltaici, produrrà oltre 100 GWh/anno di energia elettrica, equivalente al fabbisogno energetico di oltre 30.000 famiglie;
- Versalis e Crocco (SpA SB), azienda d'avanguardia nel settore dell'imballaggio flessibile hanno avviato una collaborazione finalizzata alla produzione di film per imballaggio alimentare realizzato con materia prima in parte proveniente dal riciclo di plastiche *post*-consumo, con l'obiettivo di una produzione in serie destinata al mercato della grande distribuzione;
- firmato un accordo di esclusiva con KKR per valorizzare il 20-25 per cento di Enilive, con la previsione di finalizzare l'operazione entro fine anno. La vendita prevede una valorizzazione della società compresa tra 11,5 mld e 12,5 mld e, in modo simile all'operazione finalizzata nel primo trimestre da Plenitude, concorrerà a finanziare la crescita e confermerà il valore che Eni sta creando;
- nell'ambito dell'espansione del *business* dei biocarburanti nei mercati asiatici Enilive, Petronas e Euglena Co. Ltd hanno raggiunto la decisione finale di investimento (FID) per costruire e gestire una bioraffineria all'interno del sito industriale Pengerang in Malesia, strategicamente vicino alle fonti di approvvigionamento di materie prime e con facile accesso alle principali rotte marittime internazionali. L'impianto, basato sulla tecnologia Ecofining™, si prevede essere operativo entro il secondo semestre del 2028 e produrrà SAF, HVO e bio-nafta, destinati al settore aereo e a quello dei trasporti su strada. La capacità prevista di trattamento sarà pari a circa 650.000 tonnellate/anno.

5.3 Principali attività e risultati in materia di transizione energetica

La strategia di decarbonizzazione di Eni si fonda su un *mix* di leve e tecnologie adottate lungo la propria catena del valore, sviluppando nuove soluzioni e servizi energetici. Enilive, Plenitude, le attività di CCS e di biochimica rappresentano nel loro complesso un portafoglio di soluzioni volto a soddisfare la domanda di prodotti caratterizzati da un'intensità emissiva progressivamente in riduzione. Già dalla fine del 2021 Eni ha siglato accordi con i governi e le istituzioni di alcuni Paesi produttori di Medio Oriente e Africa, consolidando alleanze che mirano a una sempre maggiore differenziazione delle fonti di approvvigionamento, a partire dal gas naturale, ritenuto fondamentale vettore a sostegno della transizione energetica, fino alle rinnovabili, tra cui l'eolico, il fotovoltaico e i biocarburanti, e alla ricerca e sviluppo di tecnologie *game changer*, come la CCUS (*Carbon Capture, Utilisation and Storage*) per la cattura, lo stoccaggio e il riutilizzo dell'anidride carbonica e la fusione a confinamento magnetico.

Il gas è considerato un elemento fondamentale della strategia di Eni per raggiungere l'obiettivo Net Zero al 2050 (*Scope* 1+2+3). Per ridurre le emissioni *Scope* 3, quelle dovute all'utilizzo finale dei prodotti energetici, la componente gas dovrebbe sostituire le fonti fossili a maggiore impronta carbonica. Eni, inoltre, sta diversificando il *mix* energetico, con il gas che si affianca alle rinnovabili, alle bioenergie e ad altri vettori energetici come l'idrogeno, secondo il principio della neutralità tecnologica. Inoltre, per ridurre le emissioni *Scope* 1+2, quelle prodotte direttamente dalle attività di Eni o dall'utilizzo di energia acquistata da terzi, Eni ha adottato diverse iniziative e tecnologie con importanti obbiettivi quali *Upstream Net Zero* al 2030 (attività di esplorazione e produzione) e Eni *Net Zero* al 2035 (per tutte le attività Eni).

Tra le principali iniziative mese in atto da Eni a supporto della strategia di decarbonizzazione si segnalano:

- il progressivo ribilanciamento del portafoglio *upstream* a favore della componente gas, anche grazie alle recenti operazioni straordinarie (come le acquisizioni di Neptune Energy e delle attività BP in Algeria). Tali operazioni riflettono l'impegno a raggiungere un livello produttivo della componente gas (inclusi condensati) maggiore del 60 per cento al 2030, e superiore al 90 per cento dopo il 2040;
- la crescita della commercializzazione del gas e l'integrazione con la produzione *equity*;

- l'acquisizione di una posizione di *leadership* nel Regno Unito e in Italia per lo sviluppo di *hub* dedicati allo stoccaggio della CO_2 per ridurre le emissioni, sia delle proprie attività che per supportare la decarbonizzazione di terzi;
- lo sviluppo della bioraffinazione (Enilive) con l'avvio dell'impianto di Chalmette negli Stati Uniti nel 2023, con gli accordi per la conversione della raffineria di Livorno, e i progetti in corso per il potenziale sviluppo di impianti in Corea del Sud e in Malesia. Tali azioni sono funzionali al raggiungimento di una capacità di raffinazione "bio" di oltre 3 MTPA al 2026 e oltre 5 MTPA al 2030. Eni punta a far crescere l'*agri-feedstock* fino a rappresentare oltre il 35 per cento del *feedstock* processato nelle bioraffinerie italiane di Eni al 2027;
- l'incremento di capacità rinnovabile di Plenitude con 3 GW installati nel 2023 e obiettivi di 4 GW al 2024, oltre 8 GW al 2027, e oltre 15 GW al 2030, per arrivare a 60 GW al 2050 nell'ambito di una crescita della base clienti a più di 20 milioni nel 2050;
- l'installazione di 19.000 punti di ricarica per veicoli elettrici al 2023 attraverso Be Charge (Plenitude), affermandosi come operatore nel panorama dei servizi di ricarica per veicoli elettrici in Italia e in Europa. Lo sviluppo del *business* per la mobilità sostenibile prevede di arrivare a 40.000 punti di ricarica per veicoli elettrici installati al 2027, circa 50.000 al 2030 e circa 160.000 al 2050;
- la trasformazione e il riposizionamento del *business* della chimica verso prodotti specializzati quali chimica *bio-based* e circolare anche attraverso l'acquisizione di Novamont conclusasi nel 2023;
- le attività di ricerca e sviluppo di tecnologie *breakthrough*, come la fusione a confinamento magnetico, con il primo impianto operativo atteso nei primi anni del 2030.

5.3.1 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

Il PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) considera prioritaria la questione della transizione ecologica, in linea con la grande attenzione al tema che deriva dall'Unione europea. I progetti finanziati riguardano la realizzazione o l'ammodernamento di stazioni di rifornimento di idrogeno rinnovabile per il trasporto urbano stradale, nonché lo sviluppo di infrastrutture di ricarica elettrica e per la mobilità sostenibile.

Come riportato nella tabella seguente, al 31 dicembre 2023, Eni Spa risulta soggetto attuatore per 22 progetti (3 dei quali non ancora avviati a fine 2023), afferenti alla Missione 2, relativa proprio alla transizione ecologica, e la somma finanziata dal PNRR ammonta a 42,048 mln, pari al 22,5 per cento del totale finanziato (186,701 mln). In qualità di soggetto realizzatore, Eni è titolare di 8 interventi (tutti avviati), afferenti alle Missioni 2 e 4, per complessivi 16,777 mln (finanziati con risorse PNRR per il 51,7 per cento).

Tabella 17 - Progetti finanziati al 31.12.2023

(in migliaia)

Qualifica	Missione/Componente	N. progetti	Risorse previste PNRR	Risorse proprie	Totale	% PNRR su finanziamento complessivo
ATTUATORE	2/C2	22	42.048	144.653	186.701	22,5
REALIZZATORE	2/C2 4/C2 4/C3	8	8.680	8.097	16.777	51,7
TOTALE		**30**	**50.728**	**152.751**	**203.479**	**24,9**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Secondo i dati forniti dalla società, al 31 dicembre 2024, risultano contabilizzate e pagate somme per 1,384 mln in relazione ai progetti in qualità di soggetto attuatore (pari allo 0,7 per cento del totale) e per 2,277 mln in relazione ai progetti in veste di realizzatore (pari al 13,6 per cento del totale).

Per l'utilizzo delle risorse del Piano, Eni ha predisposto un'apposita contabilità separata, al fine di assicurare la completa tracciabilità delle operazioni riferite agli interventi, con la distinzione fra le attività di parte corrente e le attività in conto capitale.

6. IL CONTENZIOSO

Eni Spa e il Gruppo sono parte in procedimenti penali, civili e amministrativi, oppure interessati da procedimenti penali riguardanti organi o dipendenti per ipotesi di reato connessi alle attività della Società stessa.

Al riguardo è previsto in bilancio un fondo rischi per contenziosi di 681 mln al 31 dicembre 2023 (947 mln al 31 dicembre 2022), onde far fronte a contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti *antitrust* e di altra natura.

La decisione di procedere ad accantonamenti al fondo rischi e/o di determinarne l'entità è frutto di un processo complesso di analisi dei rischi e implica giudizi di probabilità e articolate valutazioni da parte del *management*.

Pertanto, sussiste l'eventualità che la Società possa essere chiamata a sostenere costi non previsti o ulteriori, in aggiunta agli importi già stanziati in bilancio, in particolare per:

- l'incertezza, rispetto all'esito finale, che ciascun procedimento presenta;
- il verificarsi di sviluppi che il *management* potrebbe non aver valutato in ordine all'esito del contenzioso;
- l'emergere di nuove evidenze e informazioni.

Di seguito, si riporta una sintesi dei procedimenti più significativi pendenti e chiusi alla data del 31 dicembre 2024.

6.1 Procedimenti penali in materia di salute, sicurezza e ambiente

i) Eni Rewind Spa – Crotone Omessa Bonifica.

Nell'aprile del 2017 la Procura di Crotone ha avviato un procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo, il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società POB fase 2 è stato approvato da parte del Ministero dell'ambiente. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il GIP di Crotone ha disposto l'esecuzione da parte della Procura di una CTU integrativa all'esito della quale è stato accertato come Eni Rewind abbia eseguito le attività ambientali nelle aree di sua proprietà in coerenza con i decreti autorizzativi delle

medesime. Si rimane in attesa della determinazione del Pubblico ministero conseguente al deposito di questa consulenza integrativa.

ii) Eni Rewind Spa – Discarica di Minciaredda, sito di Porto Torres.

Nel 2015 la Procura di Sassari ha avviato un procedimento penale per presunti reati di gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale, avente ad oggetto l'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda", gestita da Eni Rewind Spa, alla quale è stato contestato il corrispondente illecito amministrativo ai sensi del d.lgs. 8 giugno 2001, n. 231. Nell'ambito del procedimento penale a carico dei dirigenti di Eni Rewind, invece, in data 13 novembre 2022, il Tribunale di Sassari ha pronunciato sentenza di assoluzione per insussistenza del fatto. Il PM e le parti civili hanno depositato atto di appello avverso la sentenza di primo grado; si resta in attesa di fissazione del giudizio di appello.

iii) Raffineria di Gela Spa e Eni Mediterranea Idrocarburi (Eni-Med) Spa – Disastro innominato. Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione.

Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. Il Giudice ha poi riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e perdite di idrocarburi dalle condotte della società EniMed. È stata emessa sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli imputati e dell'Ente.

iv) Eni Spa – Indagine Val d'Agri.

A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano (distretto meridionale) e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. La Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina 2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'*iter* amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due *ex* dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei *ex* funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001 alla sanzione di euro 700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in euro 44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato formulato ricorso in appello avverso tutti i profili di condanna. Il giudizio di appello è in corso di svolgimento.

v) Eni Spa – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.

Nel febbraio 2017, a seguito dell'individuazione di una perdita di petrolio da parte di uno dei serbatoi del Centro Olio Val d'Agri (COVA), era stata aperta un'indagine penale per i presunti reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nello stesso anno, Eni ha proceduto in maniera tempestiva a dotare tutti i serbatoi del COVA del doppio fondo, ha dato esecuzione a tutte le prescrizioni degli enti eseguendo tutte le attività di bonifica e messa in sicurezza necessarie per il regolare svolgimento dell'attività petrolifera e ha provveduto a risarcire i danni ai privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento. A conclusione delle indagini preliminari, la Procura della Repubblica ha chiesto il rinvio a giudizio nei confronti dei dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. All'esito della conseguente udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni *ex* d.lgs. n. 231 del 2001 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica. Infine, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei due dipendenti Eni davanti al Tribunale di Potenza, qualificando l'imputazione nei loro confronti nella fattispecie di reato di disastro innominato. Numerose parti hanno presentato istanza di costituzione di parte civile e, nelle more di valutare le richieste di esclusione presentate dalle difese rispetto a quest'ultime, il Tribunale ha emesso decreto di citazione di Eni, quale responsabile civile ed Eni si è ritualmente ricostituita. I due procedimenti a carico delle persone fisiche – ovvero il rito ordinario ed il rito immediato – sono stati poi riuniti dal Tribunale in un unico processo, attualmente pendente in fase di dibattimento. Per quanto concerne Eni Spa quale ente *ex* d.lgs. n. 231 del 2001, il Pubblico ministero ha emesso nuova

richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha emesso il decreto che dispone il giudizio nei confronti di Eni Spa. Il collegio ha annullato tale decreto per indeterminatezza dell'imputazione nei confronti dell'Ente, restituendo gli atti al GUP.

vi) Raffineria di Gela Spa e Eni Mediterranea Idrocarburi (Eni-Med) Spa – Gestione rifiuti discarica Camastra.

Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori delegati *pro tempore* delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al d.lgs. n. 231 del 2001. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela Spa e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso dinanzi al Tribunale di Agrigento al quale è stato trasferito per competenza territoriale.

vii) Versalis Spa – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.

Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di un'indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'*ex* direttore dello stabilimento di Priolo, nonché di Versalis ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai consulenti tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle *Best Available Techniques* (BAT). Il Tribunale del Riesame, valutati i miglioramenti impiantistici realizzati da Versalis prima ancora del sequestro nel marzo 2019 ha disposto l'annullamento del provvedimento. Nel marzo 2021 quindi è stato notificato avviso di conclusione delle indagini

preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già ipotizzate in precedenza. Allo stato non si ha notizia di ulteriori sviluppi processuali.

viii) Versalis Spa – Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS Spa Priolo Gargallo.

Nel febbraio 2022 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento per presunti reati di disastro ambientale (452-*quater* c.p.) e di violazione della normativa in materia di scarichi reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS Spa a carico di due *ex* direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, avente allora un ruolo dirigenziale in Priolo Servizi. Le persone giuridiche Versalis, Priolo Servizi e le altre società coinsediate risultavano enti indagati ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. In data 15 giugno 2022, il GIP del Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS Spa, con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro. Successivamente, le indagini sono state estese anche all'attuale Direttore dello stabilimento Versalis e all'AD di Priolo Servizi, dipendente di Versalis Spa. Parallelamente, Versalis Spa ha impugnato dinanzi al TAR di Catania l'AIA rilasciata a IAS solo per la parte in cui il provvedimento venga interpretato nel senso di imporre nuovi e diversi limiti allo scarico rispetto a quelli contenuti nelle autorizzazioni in capo alla società. Nel frattempo, è stata sospesa dalla Regione Sicilia l'AIA rilasciata per la gestione, da parte di IAS, del depuratore. Versalis ha, quindi, impugnato davanti al TAR il provvedimento di avvio di riesame della sua AIA e, con separato ricorso, il provvedimento di sospensione dell'AIA di IAS da parte della Regione Sicilia. Al contempo, il GIP di Siracusa ha sollevato questione di legittimità alla Corte costituzionale dell'art. 104-*bis* disp. att. c.p.p. con riferimento al decreto interministeriale del 12 settembre 2023, volto alla salvaguardia della continuità dell'attività produttiva dei soci industriali del petrolchimico. Versalis si è, quindi, costituita in giudizio davanti alla Corte costituzionale che all'esito dell'udienza del 7 maggio 2024, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale della norma in esame nella parte in cui non prevede che le misure ivi indicate si applichino per un periodo di tempo non superiore a trentasei mesi. È pendente un procedimento innanzi al Tribunale di Roma relativo all'autorizzazione alla prosecuzione dell'attività produttiva. Il Tribunale ha trasferito tale

procedimento alla Corte Costituzionale e Versalis si è costituita in giudizio. Nel frattempo, il procedimento penale rimane tuttora pendente in fase di indagini.

ix) Eni Spa – Incidente mortale Piattaforma *offshore* Ancona.

Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale che ha provocato il decesso di un dipendente Eni e il ferimento di due contrattisti. Questi ultimi e la famiglia del dipendente Eni sono stati tutti interamente risarciti. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico ministero di Ancona ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati di due dipendenti Eni nonché di Eni stessa quale persona giuridica ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001 e di due dipendenti della società contrattista impegnata nei lavori. All'esito dell'udienza preliminare, il Giudice, su richiesta del PM, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati ed Eni. Attualmente il procedimento pende in fase di istruttoria dibattimentale.

x) Raffineria di Gela Spa e Eni Rewind Spa – Indagine inquinamento falda e *iter* di bonifica del sito di Gela.

A seguito di denunce effettuate da *ex* lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un procedimento penale per presunti reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti nell'area della raffineria di Gela. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi in capo a Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di *decommissioning* dell'impianto di acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato da Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda. L'Autorità giudiziaria ha eseguito vari accertamenti ed ispezioni e ha successivamente proceduto al sequestro preventivo degli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito gestiti oggi da Eni Rewind, nonché alle aree di stabilimento destinate alla attuazione del progetto di bonifica delle acque di falda, nominando un amministratore giudiziario incaricato della relativa gestione. L'amministratore giudiziario ha depositato una prima relazione tecnica nella quale conferma che le attività di bonifica stanno proseguendo nel rispetto della normativa di riferimento e con una serie di miglioramenti di implementazione da

parte della Società di concerto con gli enti pubblici preposti. Da ultimo, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso il decreto di citazione a giudizio. Il 29 gennaio 2025, in esito al dibattimento di primo grado, il Tribunale di Gela ha emesso la sentenza di assoluzione "perché il fatto non sussiste" nei confronti di tutti gli imputati, disponendo contestualmente la revoca del sequestro e della nomina dell'amministratore giudiziario.

xi) Eni Rewind Spa e Versalis Spa – Mantova. Procedimento penale in materia di reati ambientali.

Con riguardo al sito di Mantova, ove la Società sta procedendo con tutte le opportune attività ambientali, la Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 l'avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind Spa ed Edison Spa nonché delle predette società (Versalis, Eni Rewind ed Edison) ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. La Procura della Repubblica ipotizza, con riferimento ad alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive indirizzate all'autorità inquirente, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. Per le restanti posizioni, la Procura della Repubblica ha in seguito formulato richiesta di rinvio a giudizio, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato. In fase di instaurazione dell'udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il Mite, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono invece state citate in giudizio quali responsabili civili e si sono perciò costituite in giudizio. La fase dell'udienza preliminare si è chiusa con il provvedimento del GUP di Mantova che ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison, ad eccezione di un *ex* dipendente di Versalis e di due dipendenti di Edison. Il procedimento è attualmente pendente in fase dibattimentale.

xii) Eni Spa R&M Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.

Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'*iter* di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito. La Procura di Civitavecchia contesta, tra gli altri, all'*ex* capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale. Eni risulta indagata ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. Il procedimento a carico delle persone fisiche è pendente in fase di instaurazione del giudizio di primo grado.

xiii) Eni Spa R&M Deposito di Genova Pegli – Procedimento penale sversamento greggio – settembre 2022.

A seguito di una fuoriuscita di greggio verificatasi presso il deposito di Genova Pegli in data 27 settembre 2022, la Procura della Repubblica di Genova ha instaurato un procedimento penale per presunto reato di disastro ambientale colposo, contestato a carico di quattro dipendenti Eni mentre alla Società è contestato l'illecito amministrativo *ex* d.lgs. n. 231 del 2001. Il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.

xiv) Raffineria di Sannazzaro – Procedimento penale scarichi e inquinamento ambientale – Procura di Pavia.

È in corso un procedimento penale che vede indagati alcuni direttori e Responsabili HSE *pro tempore* della Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi per ipotesi di reati di inquinamento ambientale ed omessa bonifica nonché Eni Spa quale ente indagato *ex* d.lgs. n. 231 del 2001, in relazione al reato presupposto di inquinamento ambientale, con sequestro probatorio dell'impianto di depurazione (TAE) della Raffineria e possibile allargamento dell'area interessata al possibile inquinamento oltre le barriere idrauliche del sito.

Il 28 novembre 2023 l'impianto TAE è stato dissequestrato. La Procura ha disposto tre accertamenti tecnici irripetibili, nel corso dei quali si è appreso di ulteriori contestazioni in materia ambientale. A conclusione delle indagini preliminari sono state confermate le contestazioni formulate.

xv) Eni Spa – Deposito di Pomezia – Inquinamento ambientale colposo.

È in corso un procedimento penale avente ad oggetto un presunto reato di inquinamento colposo della falda idrica sottostante il deposito di carburanti di Pomezia, imputabile secondo l'impianto accusatorio a perdite di prodotto dai serbatoi. La Procura della Repubblica procedente ha incaricato dei propri consulenti di eseguire gli accertamenti tecnici in sito al fine di verificare lo stato di contaminazione delle matrici ambientali in corrispondenza dei serbatoi. All'esito di tali verifiche sono stati iscritti nel registro degli indagati due dipendenti Eni per il reato contestato, nonché Eni per l'illecito amministrativo ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. Successivamente, il Pubblico ministero ha emesso richiesta di rinvio a giudizio e, all'esito dell'udienza preliminare, è stato emesso il decreto che dispone il giudizio. Il procedimento pende in fase di instaurazione del giudizio di primo grado.

xvi) Eni Spa – Deposito di Calenzano – esplosione.

Il procedimento penale ha ad oggetto l'incidente mortale che ha coinvolto cinque contrattisti Eni a causa di un'esplosione mentre erano impegnati nello svolgimento di operazioni presso il deposito di carburanti di Calenzano il 9 dicembre 2024 e nell'ambito del quale è stato disposto il sequestro probatorio del sito. Nell'ambito del procedimento, inizialmente rubricato contro ignoti per i reati di omicidio colposo plurimo aggravato, rimozione od omissione dolosa di cautele contro infortuni sul lavoro e disastro innominato, la Procura della Repubblica ha incaricato un *pool* di consulenti tecnici al fine di ricostruire la dinamica dell'evento e individuare eventuali profili di responsabilità e nel corso delle indagini sinora espletate sono stati eseguiti diversi decreti di perquisizione con l'acquisizione di tutta la documentazione richiesta, prodotta spontaneamente dalla società. In seguito, la Procura della Repubblica ha notificato informativa di garanzia in qualità di soggetti indagati nei confronti del soggetto datore di lavoro e gestore del deposito di Calenzano e di altri responsabili e operatori di aree tecniche operative legate alle attività del deposito nonché di due dipendenti di un fornitore, per le ipotesi di reato di concorso in omicidio colposo plurimo, concorso in lesioni personali colpose plurime e concorso in disastro innominato colposo, oltre che nei confronti di Eni Spa ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. Contestualmente, la Procura della Repubblica ha richiesto al Giudice per le indagini preliminari un incidente probatorio per l'espletamento di una perizia. La società sta raccogliendo tutte le

richieste risarcitorie rispetto ad ogni danno materiale e non materiale verificatosi, ai fini di una loro liquidazione a prescindere da ogni profilo di merito della vicenda. È stato accantonato un fondo rischi che accoglie la stima preliminare dei danni conseguenti all'evento. Il procedimento pende tuttora nella fase delle indagini preliminari.

6.2 Procedimenti civili o amministrativi in materia di salute, sicurezza e ambiente

i) Repubblica del Kazakhstan/Eni SpA, Agip Karachaganak BV et al.

La Repubblica del Kazakhstan ("Repubblica") ha promosso un arbitrato internazionale nei confronti del consorzio di compagnie petrolifere internazionali che gestisce il campo di Karachaganak, ai sensi del Final Production Sharing Agreement che governa le attività di progetto (quota Eni nella JV pari al 29,25 per cento). La Repubblica avanza contestazioni relative al *cost recovery* delle compagnie nel periodo 2010-2020 e ha formalmente avviato i procedimenti nel marzo 2023 con la nomina dell'arbitro. Nell'aprile 2024, la Repubblica ha presentato il proprio *statement of claim* ed il procedimento è ora in corso. Eni sta continuando a valutare il merito dei *claim* arbitrali alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e pertanto, al momento, non è possibile stimare in modo affidabile l'esito del procedimento.

ii) Repubblica del Kazakhstan/Agip Caspian Sea BV et al.

La Repubblica del Kazakhstan ("Repubblica") ha promosso un ulteriore arbitrato internazionale, ai sensi del North Caspian Sea Production Sharing Agreement "NCSPSA" nei confronti del Contractor (quota Eni nel consorzio 16,67 per cento). I *claim* avanzati dalla Repubblica si riferiscono ad asserite violazioni del NCSPSA, incluse eccezioni di *cost recovery* ed il mancato perseguimento delle opportunità di sviluppo. Il procedimento è in corso; Eni sta continuando a valutare il merito dei *claim* arbitrali alla luce delle evidenze istruttorie disponibili e, pertanto, al momento non è possibile stimare l'esito del procedimento.

iii) Procedimento amministrativo Novamont.

Nel 2024 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento nei confronti di Novamont Spa, dandone comunicazione alla controllante Eni Spa, per asserito abuso di posizione dominante nel mercato delle bioplastiche. Nel mese di febbraio 2025, l'AGCM ha inviato alla Società la comunicazione delle risultanze istruttorie.

L'AGCM, in data 10 giugno 2025, ha irrogato due sanzioni amministrative per abuso di posizione dominante, rispettivamente a Novamont Spa, per il periodo antecedente al 18 ottobre 2023, pari a 30,359 milioni e in solido alla società ENI Spa e Novamont Spa, per il periodo successivo al 18 ottobre 2023, pari a 1,701 milioni.

iv) Eni Rewind Spa – Versalis Spa – Eni Spa (R&M) – Rada di Augusta.

Il vasto contenzioso amministrativo prende le mosse nel settembre 2017 dall'atto di diffida e messa in mora da parte del Ministero dell'ambiente rivolto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), a presentare dei progetti per la rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta, sulla base di un asserito accertamento della responsabilità, sulla scorta di una sentenza del TAR Catania del 2012. Il Ministero in varie occasioni ha ribadito la tesi degli enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada e ha diffidato le stesse dall'eseguire attività di bonifica. Nel settembre 2020 Eni Rewind ha preso parte alla CdS Istruttoria con il Mattm e gli enti competenti ed ha esposto approfondimenti sullo stato ambientale della Rada che confermano la storicità della contaminazione e la sua non diffusione nell'ambiente circostante. Il TAR di Catania tra fine 2023 e inizio 2024 ha emesso sentenza su tutti i ricorsi presentati dagli operatori giudicandoli inammissibili in ragione della natura endoprocedimentale della diffida e, quindi, atto non idoneo a incidere in via immediata e diretta nella sfera giuridica dei ricorrenti. Le società del gruppo Eni il 27 giugno 2024 hanno impugnato la sentenza del TAR limitatamente ad una interpretazione delle stesse quali confermative della sussistenza di un giudicato sulla responsabilità della contaminazione.

v) Eni Spa – Eni Rewind Spa – Raffineria di Gela Spa – Ricorso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito.

Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind Spa ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007 per un totale di 30 casi, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza è stata impugnata innanzi alla Corte d'appello di Caltanissetta. Nel giugno 2021, il Tribunale civile di Gela ha emesso una seconda sentenza di merito con la quale ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e la fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di un nesso di causa tra la patologia ed il presunto inquinamento di origine industriale. Le controparti soccombenti hanno presentato appello. In relazione al primo appello promosso contro la prima sentenza di merito del Tribunale civile di Gela, la Corte d'appello di Caltanissetta ha rigettato l'appello proposto e accolto l'appello proposto in via incidentale dalle società del Gruppo Eni, concernente la regolamentazione delle spese di lite afferenti al giudizio di primo grado e la denunciata erroneità della compensazione ivi operata non ricorrendone i presupposti di legge. La controparte ha proposto ricorso per cassazione. Nel 2024 il Tribunale civile di Gela ha emesso altre due sentenze con le quali sono state rigettate integralmente le richieste risarcitorie degli attori. La Corte d'appello ha confermato il rigetto delle richieste risarcitorie e l'insussistenza del nesso causale tra le patologie e il presunto inquinamento di origine industriale.

vi) Val d'Agri – Eni/Vibac.

A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio. Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al risarcimento dei danni. All'esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti una proposta di definizione conciliativa ponendo loro un termine per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 10 luglio 2026.

vii) Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.

Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la società MITENI attiva nel settore della Chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali agenti nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un *ex* dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51 per cento del capitale sociale di MITENI. Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI, nonché quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti). Avverso tali atti della Provincia, Eni

Rewind ha proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind sta svolgendo gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell'ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi antinquinamento su base volontaria e senza prestare alcuna acquiescenza rispetto agli addebiti di responsabilità per l'inquinamento da agenti chimici. La Provincia di Vicenza ha esteso l'individuazione del responsabile dell'inquinamento anche a Manifatture Lane Marzotto & Figli Spa che ha impugnato il relativo provvedimento avanti al TAR Veneto. Tale atto è stato altresì impugnato da ICI3 ed Eni Rewind nella parte in cui, diversamente da quanto disposto dalla Provincia nei confronti delle altre società identificate come responsabili dell'inquinamento, non ordina a Manifatture Lane Marzotto & Figli di eseguire gli interventi ambientali. Con sentenza del 27 dicembre 2024, il TAR Veneto ha rigettato anche il ricorso di Eni Rewind confermando il provvedimento di identificazione adottato dalla Provincia come responsabile dell'inquinamento. La società sta valutando l'impugnazione della sentenza in appello. Sono in corso interlocuzioni tra le società coinvolte per verificare la possibilità di un accordo riguardante i costi della bonifica del sito.

viii) Eni SpA/Greenpeace Onlus, ReCommon APS e altri – Contenzioso climatico.

Il 9 maggio 2023, le ONG Greenpeace Onlus e ReCommon APS, insieme a 12 privati cittadini, hanno notificato un atto di citazione contro Eni, il Ministero dell'economia e delle finanze e Cassa depositi e prestiti innanzi al Tribunale civile di Roma. Gli attori contestano la responsabilità di Eni per il cambiamento climatico, lamentano danni patrimoniali e non patrimoniali e chiedono a Eni l'adeguamento della strategia di decarbonizzazione (riduzione emissioni del 45 per cento entro il 2030 rispetto al 2020, o altre misure adeguate al rispetto dell'Accordo di Parigi) nonché la cessazione delle condotte dannose. Il 10 giugno 2024 gli attori hanno promosso un separato giudizio di regolamento di giurisdizione, rimettendo alla Corte di cassazione civile la decisione definitiva in ordine alla giurisdizione del Tribunale di Roma, adito nel giudizio di merito. Il Tribunale di Roma in data 11 luglio 2024 ha disposto la sospensione del giudizio di merito fino alla definizione del regolamento di giurisdizione proposto dagli attori. Eni si è costituita in giudizio davanti alla Corte di cassazione. Il procedimento è in corso.

ix) Eni Spa – NAOC/Associazione Egbema Voice of Freedom – Richiesta risarcimento danni.

Il 30 novembre 2023 è stato notificato ad Eni Spa un atto di citazione relativo ad una pretesa avanzata dal Pastore Nicholas Evaristus Ukaonu, dall'associazione Advocates for Community Alternatives e dall'associazione Egbema Voice of Freedom, per asseriti danni derivanti da manufatti realizzati da NAOC in Nigeria nel territorio dove le comunità rappresentate dalle associazioni risiedono. Il Pastore e le associazioni chiedono un risarcimento in solido ad Eni e NAOC per circa 48 milioni oltre all'esecuzione di opere che, secondo parte attrice, sarebbero necessarie per evitare e contenere allagamenti causati da manufatti realizzati da NAOC. La domanda presentata ripropone lamentele avanzate negli anni passati, anche nel 2017 di fronte al Punto di Contatto Nazionale previsto dalle Linee Guida OCSE indirizzate alle Multinazionali, ove fu iniziato un procedimento di conciliazione *ad hoc* conclusosi con un accordo tra le parti. La prima udienza si è tenuta il 10 dicembre 2024. All'udienza il giudice ha espletato senza successo il tentativo di conciliazione e successivamente ciascuna parte ha richiamato quanto dedotto negli atti ed Eni ha chiesto che la causa venga messa in decisione senza ulteriore attività istruttoria. Il Giudice si è riservato.

x) Eni Rewind Spa/Regione Calabria - Provincia e Comune di Crotone - WWF Italia - ARCI e altri (ricorso TAR Catanzaro).

Il decreto direttoriale del Mase del 1° agosto 2024 n. 27 ha disposto l'avvio degli scavi per l'esecuzione della bonifica del SIN di Crotone al verificarsi di alcune condizioni e ha ordinato alla Regione Calabria di avviare il procedimento di rimozione del vincolo dal PAUR (che ha autorizzato la realizzazione degli impianti D15 - deposito preliminare e D9). La Regione Calabria, la Provincia di Crotone e il Comune di Crotone nonché le associazioni WWF e ARCI hanno impugnato il decreto con istanza cautelare avanti al TAR Catanzaro. Il vincolo imposto dalla Regione nel PAUR obbliga Eni Rewind a smaltire i rifiuti fuori dal territorio regionale; varie verifiche svolte dalla società e confermate dagli enti pubblici hanno confermato che l'unico impianto autorizzato in grado di accogliere i rifiuti pericolosi provenienti dalla bonifica è a Crotone. Tale conclusione è stata sostanzialmente confermata anche dallo *scouting* presso operatori esteri (previsto dal decreto del Mase) da cui è emerso che solo 2 soggetti (sui quasi

30 contattati) sono disponibili ad accogliere i rifiuti pericolosi provenienti dalla bonifica del SIN di Crotone, in un quadro di incertezze normative, amministrative, temporali e logistiche non compatibile con il cronoprogramma della bonifica. La resistenza della Regione a rimuovere il vincolo ha finora impedito di avviare gli scavi per lo smaltimento dei rifiuti presenti nel sito. Il WWF e ARCI hanno altresì impugnato la diffida (del 24 settembre 2024) con cui il Ministero ha imposto a Eni Rewind di avviare le attività utilizzando il deposito preliminare D15 come deposito temporaneo. La società ha eseguito tutte le attività prodromiche all'avvio degli scavi dando attuazione alle prescrizioni (i.e. condizioni) del decreto. Gli enti hanno diffidato (a gennaio 2025) Eni Rewind e la società che gestisce la discarica di Crotone dal sottoscrivere il contratto di conferimento dei rifiuti e, per l'effetto, le attività di scavo non sono state avviate. Avverso tali diffide Eni Rewind (e Edison) hanno proposto ricorso al TAR Calabria, che ha richiesto al Ministero una relazione sul procedimento ambientale e ha fissato la trattazione del merito al 18 giugno 2025 congiuntamente ai ricorsi contro le diffide proposti da Eni Rewind.

6.3 Procedimenti chiusi

i) Eni Spa R&M Raffineria di Livorno – Procedimento penale infortunio sul lavoro. In data 20 ottobre 2020 è stato avviato un procedimento penale nei riguardi di Eni innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Livorno in relazione ad un infortunio sul lavoro occorso nell'estate del 2019 presso una cabina elettrica della Raffineria ed in seguito al quale due dipendenti hanno riportato ustioni di secondo e terzo grado. La Società ha provveduto al risarcimento. Il reato presupposto per cui è stato aperto il procedimento è quello di lesioni personali aggravate mentre alla Società viene contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. All'esito del primo grado di giudizio, in data 12 marzo 2024 il Tribunale ha emesso sentenza di assoluzione delle persone fisiche imputate e di Eni Spa ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. La sentenza di assoluzione non è stata impugnata ed è dunque passata in giudicato.

ii) Eni Spa Eni Oil & Gas Inc – Climate change.

Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni Spa, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc.) e diverse altre compagnie, finalizzati al risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico. In data 25 aprile 2023, la Corte Suprema ha assegnato i sei contenziosi promossi dalle autorità governative alle Corti statali della California. In data 14 dicembre 2023, l'associazione di pescatori, non essendo riuscita a ottenere il rinvio alla Corte statale, ha rinunciato volontariamente alla causa. In data 27 agosto 2024, dopo la riunione dinnanzi alla Corte di San Francisco dei restanti contenziosi pendenti, Eni Spa ed EOG sono state escluse definitivamente dai relativi procedimenti, avendo accettato la proposta delle parti attrici di concludere transattivamente la causa, senza alcuna ammissione di responsabilità da parte di Eni e senza alcuna possibilità di ripensamento in capo alle parti attrici, impegnandosi a pagare le sole spese processuali di modeste entità.

iii) OPL 245 Nigeria.

In relazione alla stipula tra Eni, il Governo della Repubblica Federale della Nigeria "FGN" e un'altra compagnia petrolifera internazionale del Resolution Agreement del 29 aprile 2011 relativo alla "Oil Prospecting Licence" del giacimento *offshore* individuato nel blocco 245, erano stati aperti diversi filoni d'indagine da parte delle autorità giudiziarie di Italia, UK e Nigeria aventi ad oggetto presunti illeciti nell'assegnazione del blocco, compreso il reato di corruzione internazionale. Le indagini erano a carico di alcuni *top manager* di Eni e dell'ente medesimo ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. Eni, anche sulla base delle risultanze delle verifiche interne effettuate da uno studio legale statunitense incaricato da Collegio sindacale e Organismo di vigilanza, riteneva infondate le accuse. Anche il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha condotto proprie indagini ai sensi della normativa anti-corruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento nel 2019 senza addebiti. La magistratura UK ha rinunciato all'azione per mancanza di competenza giurisdizionale. Il procedimento in Italia, condotto dalla Procura di Milano che aveva chiesto il rinvio a giudizio dei *manager* Eni coinvolti e dell'ente, si è concluso con sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli

imputati. Il giudizio di appello, promosso dai Pubblici ministeri del primo grado e dal Governo federale della Nigeria "FGN" in qualità di parte civile, si è concluso nel corso del 2022 confermando la sentenza di assoluzione di primo grado che, pertanto, è diventata definitiva. Infine, "FGN" che nel 2023 aveva promosso ricorso per cassazione avverso la sentenza della Corte d'appello di Milano, chiedendone l'annullamento con rinvio al giudice civile competente ai soli fini delle statuizioni civili, rinunciava ad adire la Cassazione. Con un arbitrato promosso da Eni dopo la sentenza di assoluzione, per tutelare l'investimento, si chiedevano la conversione forzata in licenza estrattiva (OML) di quella esplorativa (OPL 245) oltre a 700 milioni di dollari di danno per il mero ritardo (oltre alla riserva per eventuali danni). Il 20 gennaio 2020 alla consociata Eni in Nigeria (NAE) è stato notificato l'avvio di un procedimento penale avanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della giustizia in carica nel 2011 all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'avvio del processo, originariamente previsto per fine marzo 2020, è ripreso all'inizio del 2021. Nel corso del procedimento sono stati ascoltati diversi testimoni convocati principalmente sulla richiesta della "Economic and Financial Crimes Commission" (EFCC). Le parti convenute hanno presentato alla Corte una richiesta di dichiarazione di non luogo a procedere alla quale l'EFCC non si è opposta per la parte relativa alle accuse mosse verso NAE, SNEPCO e il Ministro della giustizia.

iv) EniMed Spa – Procedimento penale per ipotesi di sottrazione al pagamento dell'accisa di prodotto flussante.

Il procedimento penale origina da un'indagine della GdF di Ragusa che ha portato all'accertamento nel maggio 2020 di una serie di episodi di furto di flussante – prodotto energetico utilizzato in sospensione di accisa – sottratto direttamente dalle condotte di EniMed ad opera di soggetti terzi arrestati in flagranza di reato. A seguito di tali fatti, la medesima GdF ha avviato una verifica sulle modalità di contabilizzazione del flussante da parte della società nel periodo 2018-2020 all'esito della quale sono state contestate alla società ipotesi di

irregolarità nella gestione del gasolio flussante con ipotizzate sottrazioni di imposte indirette (accise ed IVA) pari a circa 50 milioni. La Procura competente (Gela) dal canto suo ha promosso a carico dell'*ex* AD di EniMed (per gli anni 2018-2020) un procedimento per ipotesi di reato di cui all'art. 40 Testo Unico delle Accise. Il procedimento penale è stato esteso ad altri due dipendenti di EniMed sempre per la stessa ipotesi di reato. Nell'ambito dello stesso procedimento i soggetti terzi sono a giudizio per furto di flussante, ipotesi che invece vede EniMed identificata quale persona offesa. Nel corso delle indagini, il PM ha chiesto il sequestro preventivo di 34.135.328 euro (corrispondenti alla accisa asseritamente non pagata). Tale richiesta è stata ritenuta infondata dal GIP escludendo che il reato di sottrazione al pagamento delle accise fosse ascrivibile a titolo di dolo all'AD della società, che anzi è stata vittima di furti ad opera di soggetti terzi. L'udienza preliminare è iniziata il 28 maggio 2024, Enimed si è costituita parte civile per i capi di imputazione relativi al danno conseguenza dei furti subiti e degli altri reati contestati ai soggetti terzi. All'udienza del 1° ottobre 2024, il Giudice per l'udienza preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non costituisce reato nei confronti delle persone Enimed. Il Pubblico ministero non ha proposto impugnazione, pertanto la sentenza è diventata irrevocabile.

v) Eni Spa (R&M) – Raffineria di Taranto – Procedimento penale per violazione accertamento accise.

Il procedimento è relativo alla presunta sottrazione all'accertamento fiscale di prodotto energetico movimentato, in regime di sospensione di accisa, da un serbatoio della raffineria di Taranto. All'esito della fase delle indagini preliminari, risultavano indagati, in concorso, l'allora responsabile della raffineria e altri tre dipendenti per una presunta continuata ipotesi di sottrazione all'accertamento delle accise, in ragione di plurime movimentazioni avvenute nel periodo dal 30 giugno al 9 settembre 2021, dal serbatoio oggetto di indagine, il cui misuratore dal 13 ottobre 2021 è posto sotto sequestro. In esito all'udienza del 17 dicembre 2024, il GUP presso il Tribunale di Taranto ha pronunciato sentenza di proscioglimento nei confronti di tutti gli imputati ai sensi dell'art. 425, comma 1, c.p.p. perché il fatto non sussiste.

vi) Eni Spa - Eni Rewind Spa - Priolo - Cause civili malformazioni.

A febbraio 2022 Eni Rewind è stata citata innanzi al Tribunale di Siracusa per risarcimento danni (euro 800.000 per ciascuno degli attori) da parte di due cittadini di Augusta (SR), i quali espongono di essere nati con gravi malformazioni a causa di sversamenti di mercurio dall'impianto cloro-soda a celle di mercurio dello stabilimento di Priolo. Eni Rewind si è costituita in giudizio svolgendo domanda di chiamata in causa e manleva nei confronti di Edison, tenuto conto che l'impianto cloro-soda è pervenuto al gruppo Eni nell'ambito dell'operazione Enimont, dunque in epoca successiva alla asserita esposizione al mercurio da parte degli attori, avvenuta necessariamente tra gli anni di nascita 1972 e 1975. A seguito della costituzione di Edison Spa e della celebrazione delle rispettive udienze di comparizione, i due giudizi pendono attualmente in fase istruttoria.

7. I RISULTATI DELLA GESTIONE DI ENI SPA

I risultati del 2023 sono stati conseguiti in un contesto di riferimento che ha visto l'indebolimento delle quotazioni delle principali *commodities*. Dopo i rialzi di prezzo che hanno fatto seguito al conflitto in Ucraina nel febbraio 2022, con valori prossimi ai massimi storici, il mercato petrolifero è entrato in una fase di recessione. Le quotazioni del greggio di riferimento Brent hanno perso circa il 18 per cento del loro valore, dalla media di 101$/bbl nel 2022 vs 83 $/bbl in media nel 2023, alternando fasi di correzione più profonda a rimbalzi di breve durata influenzati dall'andamento degli indicatori economici congiunturali e dagli sviluppi geopolitici, quali la ripresa delle tensioni in Medio Oriente. I prezzi del gas in Europa hanno evidenziato una correzione maggiore (in riduzione di oltre il 60 per cento rispetto al 2022) dovuta al mutamento sostanziale dei fondamentali per effetto di una stagione invernale mite, dell'aumento della produzione USA e delle esportazioni, che hanno raggiunto valori *record* grazie all'entrata in esercizio di nuova capacità di liquefazione e di un corrispondente incremento dei terminali di ricezione in Europa, della riduzione strutturale dei consumi industriali, della competizione delle rinnovabili, nonché per effetto di adeguati livelli di stoccaggi. Nel settore della chimica la debolezza dei fondamentali riflette lo scarso dinamismo della domanda in Europa rispetto alla pressione competitiva da parte di geografie con migliori posizioni di costo, nonché all'accentuarsi dei fattori di debolezza strutturale della chimica europea legati agli elevati costi energetici e alle obbligazioni ambientali. Il settore Enilive e Refining ha beneficiato nel 2023 di condizioni di mercato ancora complessivamente favorevoli, dopo l'anno *record* del 2022, grazie al positivo andamento della domanda di carburanti e alla sensibile riduzione del costo del gas.

Di seguito i principali risultati della gestione:

- nel 2023 l'utile operativo *adjusted* è stato pari a 13,8 miliardi, in riduzione rispetto al 2022 (-32 per cento), che riflette il minor contributo del *business* E&P e dei *business* di Raffinazione e chimica, in parte compensati dal positivo risultato del settore GGP e dalla *performance* di Enilive e Plenitude&Power;

- l'utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni è stato pari a 8,3 miliardi, in riduzione di 5 miliardi rispetto al 2022, per effetto del minor utile operativo e dei minori risultati delle partecipate;
- l'utile netto di competenza degli azionisti Eni, di 4,8 miliardi, evidenzia una riduzione di 9 miliardi rispetto al 2022, per effetto del minor contributo del *business* E&P, che risente delle quotazioni del prezzo del petrolio e del gas naturale, nonché dei *business* della chimica a causa della flessione della domanda e della Raffinazione, che risente della contrazione degli *spread* tra greggi pesanti e leggeri;
- la prima *tranche* del programma di acquisto di azioni proprie, deliberato dall'assemblea degli azionisti del 10 maggio 2023, si è conclusa ad agosto 2023 con l'acquisto di 62 milioni di azioni proprie (1,84 per cento del capitale sociale), per un costo complessivo di 825 milioni. La seconda *tranche*, avviata a settembre 2023, si è conclusa a marzo 2024, con l'acquisto di 91,5 milioni di azioni proprie (2,71 per cento del capitale sociale), pari a 1,375 miliardi;
- l'indebitamento finanziario netto *ex*-IFRS 16, al 31 dicembre 2023, è pari a 10,9 miliardi, in diminuzione di 2 miliardi rispetto al 31 dicembre 2022. Il *leverage* si attesta a 0,20, rispetto allo 0,13 al 31 dicembre 2022;
- nel corso del 2023 è stato emesso un prestito obbligazionario convertibile per un valore nominale complessivo di 1 miliardo. Le obbligazioni saranno collegate al conseguimento dei *target* di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra associate alle operazioni *upstream* e alla capacità installata per produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

7.1 Contenuto e forma del bilancio di esercizio di Eni Spa

Il bilancio di esercizio 2023 della Società – redatto (come quello consolidato) secondo gli *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emanati *dall'International Accounting Standards Board* (IASB) e adottati dalla Commissione europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606 del 2002 del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002, e ai sensi dell'art. 9 del d.lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005 - è stato approvato dall'Assemblea ordinaria del 10 maggio 2023.

Il bilancio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto – ove appropriato –

delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.

L'elaborato è corredato della relazione del Collegio sindacale indirizzata all'Assemblea degli azionisti; dell'attestazione dell'Amministratore delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni Spa; della relazione della società di revisione e della deliberazione di approvazione dell'Assemblea degli azionisti.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 è stato approvato dal Consiglio di amministrazione di Eni nella riunione del 13 marzo 2024 e sottoposto alla revisione.

L'informativa prevista nella relazione sulla gestione è fornita in un unico documento che include sia il bilancio consolidato che di esercizio, dando specifica evidenza, anche tramite l'utilizzo di schemi di bilancio riclassificati, dei valori economici, patrimoniali e di flusso, di Eni Spa.

7.2 Lo stato patrimoniale

7.2.1 L'attivo dello stato patrimoniale

La seguente tabella, ripresa dall'elaborato contabile della Società, espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2023, posti a raffronto con quelli dell'anno precedente, con le relative variazioni percentuali.

Tabella 18 - Stato patrimoniale – Eni Spa – attivo

	31.12.2023	31.12.2022	Var. %
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	7.119.312.637	7.627.602.815	-6,66
Altre attività finanziarie destinate al *trading*	6.279.897.189	7.815.400.025	-19,65
Altre attività finanziarie correnti	6.211.975.790	3.760.120.486	65,21
Crediti commerciali e altri crediti	8.493.489.596	11.661.211.258	-27,16
Rimanenze	1.855.628.196	3.814.485.584	-51,35
Attività per imposte sul reddito	272.208.601	173.234.208	57,13
Altre attività correnti	5.226.740.427	13.076.263.135	-60,03
Totale attività correnti	**35.459.252.436**	**47.928.317.511**	**-26,02**
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	3.760.542.034	5.112.098.210	-26,44
Diritto di utilizzo beni in *leasing*	1.452.286.298	1.654.496.740	-12,22
Attività immateriali	253.109.465	241.478.699	4,82
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.575.309.913	1.772.963.081	-11,15
Partecipazioni	60.343.961.870	59.814.872.255	0,88
Altre attività finanziarie	15.607.717.197	2.145.820.621	627,35
Attività per imposte anticipate	2.017.699.162	2.683.737.793	-24,82
Attività per imposte sul reddito	100.141.158	77.801.348	28,71
Altre attività non correnti	653.602.170	2.812.782.273	-76,76
Totale attività non correnti	**85.764.369.267**	**76.316.051.020**	**12,38**
Attività destinate alla vendita	**2.152.441**	**82.484.108**	**-97,39**
TOTALE ATTIVITÀ	**121.225.774.144**	**124.326.852.639**	**-2,49**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Nel far rinvio ai dati contenuti nel bilancio d'esercizio ed alla allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste dello stato patrimoniale, evidenziate nella tabella.

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti (7.119 mln) sono costituite, principalmente, da depositi in euro ed in moneta estera e risultano diminuite del 7 per cento.

Altre attività finanziarie destinate al trading

Le altre attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 6.280 mln, in diminuzione del 20 per cento rispetto al 2022, costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. La voce comprende operazioni di prestito titoli per 1.288 mln (1.090 mln nel 2022).

Altre attività finanziarie correnti

Le altre attività finanziarie correnti, pari a 6.212 mln (+65,2 per cento rispetto al 2022), accolgono i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 1.970 mln e i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa per 4.242 mln. Questi ultimi riguardano crediti a breve termine, derivanti, essenzialmente, da rapporti di conto corrente con le società del Gruppo.

Crediti commerciali ed altri crediti

Di seguito è esposto il dettaglio della voce crediti commerciali ed altri crediti, per complessivi 8.494 mln a fine 2023.

Tabella 19 - Crediti commerciali e altri crediti

(milioni di euro)

	31.12.2023	**31.12.2022**
Crediti commerciali	6.939	11.082
Crediti verso *partner* per attività di esplorazione e produzione	167	119
Anticipi al personale	10	21
Acconti per servizi e forniture	11	3
Crediti per attività di disinvestimento	37	20
Crediti verso altri	1.330	416
TOTALE	**8.494**	**11.661**

Fonte: Eni.

I crediti commerciali (6.939 mln) riguardano essenzialmente posizioni derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 130 mln (315 mln al 31 dicembre 2022).

Al 31 dicembre 2022 sono state poste in essere operazioni di cessione *pro-soluto* di crediti commerciali con scadenza 2024 per 346 mln (a fronte di 1.005 mln nel 2022 con scadenza 2023). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi ai settori *Global Gas & LNG Portfolio* (284 mln), *Refining* (44 mln) e *Power* (18 mln).

Altre attività correnti

Le altre attività correnti (5.227 mln) comprendono: il *fair value* su strumenti finanziari derivati (di copertura e non) per 4.968 mln, attività correnti relative ad altre imposte e tasse per 188 mln e altre attività correnti per 71 mln. Tra le altre attività (correnti e non correnti), pari a 406 mln, figura il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti, per effetto della clausola *take- or-pay* dei contratti di fornitura *long term* per 99 mln oltre i 12 mesi (183 mln al 31 dicembre

2022).

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari, pari a 3.761 mln, riguardano essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 2.500 mln (2.900 mln nel 2022), immobilizzazioni in corso e acconti E&P per 339 mln (420 mln nel 2022), altri impianti e macchinari per 155 mln (491 mln nel 2022) e altre immobilizzazioni in corso e acconti per 529 mln (645 mln nel 2022).

Tale posta diminuisce di 1.351 mln per effetto, essenzialmente, delle operazioni straordinarie (925 mln) e delle svalutazioni nette (716 mln) e degli ammortamenti (370 mln), solo parzialmente compensati dagli investimenti (648 mln), che riguardano: i settori *Refining* (352 milioni); *Exploration & Production* (262 milioni); *Corporate* (34 milioni).

Le svalutazioni (280 mln) hanno riguardato l'*Exploration & Production* (410 mln) in relazione alla revisione dei prezzi del gas; il *Refining* per gli investimenti di periodo di *compliance* e *stay in business* relativi a CGU (*Cash generating unit*) svalutati in precedenti esercizi e dei quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (306 mln); il tasso di attualizzazione *post-tax* e *pre-tax* relativo alle raffinerie Italia è del 6,8 per cento.

Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

L'importo della relativa posta, di 1.575 mln (1.773 mln nel 2022), ricomprende 2,8 mln di tonnellate di greggi e di prodotti petroliferi[14]. Le scorte d'obbligo diminuiscono di 198 mln per effetto principalmente della ripresa dei prezzi di mercato.

Attività immateriali

Ammontano, al 31 dicembre 2023, a 253 mln e aumentano di 12 mln rispetto al 2022.

In particolare, le concessioni, licenze, marchi e diritti simili (8 mln) riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione. I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno (54 mln) riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno

[14] In relazione alle indicazioni del d.l n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello sviluppo economico.

di *software* a supporto delle aree di *business* e di *staff* e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 10 al 100 per cento.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (61 mln) riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di *software* a supporto delle aree di *business*.

Le altre attività immateriali (128 mln) riguardano l'acquisto del 50 per cento dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta (115 mln).

Partecipazioni

Di seguito vengono esposte le partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2023, a 60.344 mln, messe a raffronto con quelle al 31 dicembre 2022, pari a 59.815 mln.

Tabella 20 - Partecipazioni

(milioni di euro)

	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e *joint venture*	Partecipazioni minoritarie	Totale
31.12.2023				
Valore iniziale	**58.626**	**1.085**	**104**	**59.815**
Fusioni per incorporazione	(1.413)			(1.413)
Acquisizioni e sottoscrizioni	2.983	7		2.990
Cessioni e rimborsi	(40)		(4)	(44)
Conferimenti	950			950
Rettifiche di valore	(2.199)	206		(1.993)
Valutazione al *fair value* con effetti a PN			2	2
Altre variazioni	4	33		37
Valore finale	**58.911**	**1.331**	**102**	**60.344**
Valore finale lordo	74.663	2.228	102	76.993
Fondo svalutazione	15.752	897		16.649
31.12.2022				
Valore iniziale	**55.113**	**796**	**101**	**56.010**
Acquisizioni e sottoscrizioni	2.830	627		3.457
Cessioni e rimborsi	(577)			(577)
Conferimenti	2.020	(14)		2.006
Rettifiche di valore	(462)	(323)		(785)
Valutazione al *fair value* con effetti a PN			3	3
Altre variazioni	(298)	(1)		(299)
Valore finale	**58.626**	**1.085**	**104**	**59.815**
Valore finale lordo	73.410	2.188	104	75.702
Fondo svalutazione	14.784	1.103		15.887

Fonte: Eni

Le partecipazioni sono aumentate, nel 2023, di 529 mln (+0,88 per cento); nella tabella che segue sono riportate le variazioni intervenute nell'esercizio 2022.

Tabella 21 - Variazioni partecipazioni

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2022	**59.815**
Fusioni per incorporazione	**(1.413)**
Eni Finance International SA	(1.413)
Acquisizioni e sottoscrizioni	**2.990**
- Interventi sul capitale	**1.926**
Versalis SpA	1.071
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	311
Eni Rewind SpA	199
Floaters SpA	125
Eni Natural Energies SpA	81
Eni Mozambico SpA	75
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	40
Eniverse Ventures Srl	8
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7
Eni Timor Leste SpA	2
Altre	7
- Acquisizioni	**1.064**
Eni Finance International SA	1.051
EniVibes Srl (ex Solares Srl)	13
Cessioni e Rimborsi	**(44)**
- Rimborsi di capitale	**(40)**
Enipower SpA	(17)
Serfactoring SpA - in liquidazione	(16)
Ieoc SpA	(7)
- Cessioni	**(4)**
Synhelion SA	(4)
Conferimenti	**950**
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	1.049
Eniverse Ventures Srl	13
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)	(70)
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)	(29)
EniVibes Srl (ex Solares Srl)	(13)

segue

segue da pagina precedente

(€ milioni)	
Rettifiche di valore	**(1.993)**
- Riprese di valore	**221**
Saipem SpA	213
LNG Shipping SpA	8
- Svalutazioni	**(2.214)**
Versalis SpA	(1.072)
Eni Petroleum Co Inc	(706)
Eni Rewind SpA	(199)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(115)
Eni Mozambico SpA	(60)
Export LNG Ltd	(36)
Floaters SpA	(6)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(5)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	(2)
Eni Natural Energies SpA	(2)
Eni Timor Leste SpA	(1)
Società Petrolifera Italiana SpA	(1)
Eni West Africa SpA	(1)
Altre minori	(8)
Valutazione al fair value con effetti a PN	**2**
Synhelion SA	1
Altre minori	1
Altre variazioni e riclassifiche	**37**
- Riclassifica da attività destinate alla vendita	**33**
SeaCorridor Srl	33
- Altre variazioni	**4**
Versalis SpA	1
Eni Plenitude SpA Società Benefit	1
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	1
Altre	1
Partecipazioni al 31 dicembre 2023	**60.344**

Fonte: Eni.

Altre attività finanziarie

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi a società partecipate. I crediti finanziari si incrementano per effetto della centralizzazione in Italia della gestione dei finanziamenti e dei depositi delle società estere del Gruppo, attività precedentemente svolte da Eni Finance International SA, fusa per incorporazione.

Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti (654 mln) comprendono: il *fair value* su strumenti finanziari derivati (di copertura e non) per 316 mln, attività non correnti relative ad altre imposte e tasse per 188 mln e altre attività non correnti per 71 mln, tra le quali il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola *take-or pay* dei contratti di fornitura *long-term*.

7.2.2 Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2023, riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a confronto con l'esercizio precedente e le relative variazioni percentuali.

Tabella 22 - Stato patrimoniale – Eni Spa - passivo

	31.12.2023	31.12.2022	Var. %
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	23.758.488.870	14.121.969.229	68,24
Quote a breve di pass. fin. a lungo termine	2.529.389.040	2.883.078.014	-12,27
Quote a breve di pass. fin. per beni in *leasing*	289.584.507	372.599.936	-22,28
Debiti commerciali e altri debiti	7.835.521.427	12.380.329.191	-36,71
Passività per imposte sul reddito correnti	538.523.340	771.314.516	-30,18
Altre passività correnti	5.374.824.868	14.304.897.660	-62,43
Totale passività correnti	**40.326.332.052**	**44.834.188.546**	**-10,05**
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	21.043.540.730	16.054.420.916	31,08
Passività per beni in *leasing* a lungo termine	1.605.732.228	1.886.764.517	-14,89
Fondi per rischi e oneri	5.640.728.562	5.660.877.400	-0,36
Fondi per benefici ai dipendenti	336.448.938	340.718.420	-1,25
Passività per imposte differite	60.329.449	0	-
Altre passività non correnti	1.193.707.256	3.029.316.902	-60,59
Totale passività non correnti	**29.880.487.163**	**26.972.098.155**	**10,78**
TOTALE PASSIVITÀ	**70.206.819.215**	**71.806.286.701**	**-2,23**
PATRIMONIO NETTO			
Capitale sociale	4.005.358.876	4.005.358.876	0
Riserva legale	959.102.123	959.102.123	0
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	45.115.209.920	45.090.212.674	0,06
Azioni proprie	(2.333.082.056)	(2.937.126.573)	20,57
Utile netto dell'esercizio	3.272.366.066	5.403.018.838	-39,43
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**51.018.954.929**	**52.520.565.938**	**-2,86**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**121.225.774.144**	**124.326.852.639**	**-2,49**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Nel far rinvio ai dati contenuti nell'elaborato contabile della Società ed alla allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste del passivo dello stato patrimoniale.

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 23.758 mln (14.122 mln al 31 dicembre 2022) sono aumentate di 9.636 mln.

Debiti commerciali ed altri debiti

Vengono specificati nella tabella che segue.

Tabella 23 - Debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)

	31.12.2023	31.12.2022
Debiti commerciali	7.033	11.682
Acconti e anticipi da *partner* per attività di esplorazione e produzione	49	35
Debiti per attività di investimento	255	237
Debiti verso altri	499	426
TOTALE	**7.836**	**12.380**

Fonte: Eni.

I debiti commerciali, pari a 7.033 mln, riguardano principalmente i debiti delle linee di *business* Global Gas & LNG Portfolio (3.118 mln) e Refining (2.639).

I debiti verso altri, pari a 499 mln, riguardano: i debiti diversi verso il personale e gli istituti di previdenza sociale (174 mln) e i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (245 mln) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

Altre passività correnti

Il totale delle altre passività correnti di esercizio (5.375 mln) e diminuisce per 8.930 mln rispetto al 2022.

Tabella 24 - Altre passività correnti

(milioni di euro)

	31.12.2023	31.12.2022
Fair value su strumenti finanziari derivati	4.007	12.489
Passività da contratti con clientela	108	1.013
Passività relative ad altre imposte	1.050	679
Altre	210	124
TOTALE	**5.375**	**14.305**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Il *fair value* per i contratti derivati correnti complessivi è pari a 4.007 mln (12.489 mln nel 2022), nell'ambito dei quali il *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Più avanti saranno evidenziate nel dettaglio le variazioni del *fair value* dei contratti derivati complessivi.

Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie (*ex* Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, rispettivamente per 56 mln e 218 mln (58 mln e 275 mln nel 2022) e gli anticipi a lungo termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali Spa per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto per 469 mln (430 mln nel 2022).

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine

Nella tabella che segue si espone il dettaglio delle passività finanziarie a lungo termine, contestualmente alle passività finanziarie a breve termine ed alle quote a breve di passività a lungo termine, poste a raffronto con l'esercizio precedente.

Tabella 25 - Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

(milioni di euro)

	31.12.2023				31.12.2022			
	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	**Totale**	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	**Totale**
Banche	2.373	568	965	**3.906**	1.974	767	1.507	**4.248**
Obbligazioni ordinarie		1.952	19.159	**21.111**		2.116	14.544	**16.660**
Obbligazioni convertibili		9	917	**926**				
Altri finanziatori	21.385		3	**21.388**	12.148		3	**12.151**
TOTALE	**23.758**	**2.529**	**21.044**	**47.331**	**14.122**	**2.883**	**16.054**	**33.059**

Fonte: Eni.

I debiti verso banche, di 3.906 mln, derivanti da finanziamenti (4.248 mln nel 2022), sono diminuiti di 342 mln. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2023, è del 2,34 per cento per quelle denominate in euro (1,78 per cento al 31 dicembre 2022) e del 5,76 per cento per quelle denominate in dollari (4,48 per cento al 31 dicembre 2022).

Al 31 dicembre 2023, Eni dispone di linee di credito *sustainability-linked* a lungo termine *committed* per 9.000 milioni (8.100 mln al 31 dicembre 2022).

La tabella che segue espone i prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2023.

Tabella 26 - Prestiti obbligazionari al 31.12.2023

(milioni di euro)

	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso per cento
Obbligazioni ordinarie:						
*- Euro Medium Term Notes**	1.250	22	1.272	EUR	2033	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.200	14	1.214	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	31	1.031	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	12	1.012	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	4	1.004	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	4	1.004	EUR	2026	1,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2031	2
- Euro Medium Term Notes	900	1	901	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	3	803	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	13	763	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	8	758	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	750	(3)	747	EUR	2034	1,000
*- Euro Medium Term Notes***	679	10	689	USD	2027	variabile
- Euro Medium Term Notes	650	5	655	EUR	2025	1
- Euro Medium Term Notes	600	(2)	598	EUR	2028	1,125
*- Euro Medium Term Notes***	500	3	503	EUR	2025	1,275
*- Euro Medium Term Notes***	452		452	USD	2026	variabile
*- Euro Medium Term Notes***	452	(1)	451	USD	2026	variabile
*- Euro Medium Term Notes***	100	4	104	EUR	2028	5,441
*- Euro Medium Term Notes***	75	2	77	EUR	2043	3,875
*- Euro Medium Term Notes***	70	1	71	EUR	2032	4
*- Euro Medium Term Notes***	50	(1)	49	EUR	2031	4,800
- Bond US	905	7	912	USD	2028	4,750
- Bond US	905	1	906	USD	2029	4,250
- Bond US	317	1	318	USD	2040	5,700
Totale obbligaz. ordinarie	***17.155***	***149***	***17.304***			
Retail - sustainability-linked	2.000	44	2.044	EUR	2028	4,300
Euro Medium Term Notes -sustainability-linked	1.000	(1)	999	EUR	2028	0,375
Euro Medium Term Notes -sustainability-linked	750	14	764	EUR	2027	3,625
Totale obbligaz. sustainability-linked	***3.750***	***57***	***3.807***			
TOTALE	**20.905**	**206**	**21.111**			

* Euro MTN Programme è uno strumento finalizzato all'emissione di prestiti obbligazionari. Al 31 dicembre 2023 il programma risulta utilizzato per circa 16,8 mld.

** Prestiti obbligazionari ordinari rilevati a seguito della fusione per incorporazione di Eni Finance International SA.

Fonte: Eni.

Eni, nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, ha emesso *sustainability-linked bond* (per un ammontare nominale complessivo di 1 miliardo), le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Gli obiettivi di sostenibilità riguardano: (i) *Net Carbon Footprint upstream* (emissioni GHG *Scope* 1 + *Scope* 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO_2 equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi, gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di 15.252 milioni (da 16.334 a 31.586 milioni nel 2023) è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in attività finanziarie strumentali all'attività operativa (15.392 mln); (ii) al pagamento dei dividendi agli azionisti (3.046 mln), (iii) agli investimenti in partecipazioni per effetto essenzialmente di nuovi investimenti e degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (2.977 mln); (iv) all'acquisto di azioni proprie (1.803 mln); (v) agli investimenti tecnici (725 mln).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (6.178 milioni), dalle dismissioni (493 mln) e dall'incremento non monetario dell'indebitamento finanziario netto a seguito della fusione per incorporazione di Eni Finance International SA (1.704 mln).

Tabella 27 - Indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)

	31.12.2023	**31.12.2022**
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	855	1.011
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	6.264	6.617
C. Altre attività finanziarie correnti	10.522	11.357
D. Liquidità (A+B+C)	**17.641**	**18.985**
E. Debito finanziario corrente	25.719	16.238
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	858	1.140
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	**26.577**	**17.378**
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	**8.936**	**(1.607)**
I. Debito finanziario non corrente	2.574	3.397
J. Strumenti di debito	20.076	14.544
K. Debiti commerciali e altri debiti	0	0
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	**22.650**	**17.941**
M. Totale Indebitamento finanziario netto (H+L)	**31.586**	**16.334**

Fonte: Eni.

Fondi per rischi ed oneri

La posta, di 5.641 mln (5.661 mln nel 2022), si riferisce:

- al fondo smantellamento e ripristino siti e *social project* (3.467 mln), relativo: (i) ai costi che la Società presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (2.594 mln); (ii) alla rilevazione di *social project* a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (453 mln); (iii) alla stima dei costi di *decommissioning* di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione (418 mln);
- al fondo rischi e oneri ambientali per 963 mln;
- al fondo per contenziosi (277 mln), che accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti *antitrust* e di altra natura;
- al fondo oneri per cessione Agricoltura Spa di 152 mln, relativo agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind Spa all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura Spa;
- ad altri fondi per rischi e oneri (782 mln).

Fondi per benefici ai dipendenti

Al 31 dicembre 2023 ammontano a 336 mln (341 mln nel 2022) ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato (75 mln).

Altre passività non correnti

Se ne espone il dettaglio nella tabella seguente.

Tabella 28 - Altre passività non correnti

(milioni di euro)

	31.12.2023	**31.12.2022**
Fair value su strumenti finanziari derivati	337	1.922
Passività da contratti con clientela	687	704
Passività relative ad altre imposte	7	25
Altre passività	163	378
TOTALE	**1.194**	**3.029**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Tale posta diminuisce passando da 3.029 mln del 2022 a 1.194 mln del 2023, in conseguenza, principalmente, della diminuzione del *fair value* su strumenti finanziari derivati (-1.585 mln), e delle altre passività (-215 mln).

PATRIMONIO NETTO

La tabella che segue espone il dettaglio della composizione del patrimonio netto nell'esercizio in esame.

Tabella 29 - Patrimonio netto

(milioni di euro)

	31.12.2023	**31.12.2022**	**Var. %**
Capitale sociale	4.005	4.005	0
Riserva legale	959	959	0
Azioni proprie acquistate	(2.333)	(2.937)	20,57
Riserva azioni proprie in portafoglio	2.333	2.937	(20,57)
Altre riserve di capitale:	7.968	9.629	(17,25)
Riserve di rivalutazione:	*7.527*	*9.188*	(18,08)
- Legge n. 576/1975	*1*	*1*	0
- Legge n. 72/1983	*3*	*3*	0
- Legge n. 408/1990	*2*	*2*	0
- Legge n. 413/1991	*39*	*39*	0
- Legge n. 342/2000	*5.139*	*7.439*	(30,92)
- Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 c.c.	*2.300*	*1.661*	38,47
- Legge n. 448/2001	*43*	*43*	0
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	*378*	*378*	0
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	*63*	*63*	0
Riserva *fair value* strumenti finanziari derivati *cash flow hedge* al netto dell'effetto fiscale	864	1.020	(15,29)
Riserva *fair value* partecipazioni minoritarie	(6)	(8)	25
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(35)	(32)	(9,38)
Riserva IFRS 10 e 11	(106)	(114)	7,02
Altre riserve:	29.098	26.658	9,15
Riserve di utili:	*28.986*	*26.631*	8,84
- Riserva disponibile	*27.619*	*25.489*	8,36
- Riserva da avanzo di fusione	*861*	*636*	35,38
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 d.p.r. n. 917/1986	*412*	*412*	0
- Riserva art. 14 legge n. 342/2000	*74*	*74*	0
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	*19*	*19*	0
- Riserva art. 13 d.lgs. n. 124/1993	*1*	*1*	0
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	*33*	*27*	22,22
Componente *equity* prestito obbligazionario convertibile	*79*	*0*	-
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000	0
Utile dell'esercizio	3.272	5.403	(39,44)
Patrimonio netto	**51.019**	**52.520**	**(2,86)**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Tra le componenti più significative del patrimonio netto si possono evidenziare le seguenti:

– "Capitale sociale".

Sulla composizione del capitale sociale al 31 dicembre 2023 si rinvia a quanto già rappresentato nel primo capitolo del presente referto.

–"Riserva legale".

La riserva legale, di 959 mln, comprende l'importo di 132 mln determinato dalla conversione in euro del capitale sociale, deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea; tale importo non viene calcolato ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del codice civile ("il quinto del capitale sociale")[15].

– "Azioni proprie acquistate".

Al 31 dicembre 2023, le azioni proprie acquistate ammontano a 2.333 milioni (2.937 milioni al 31 dicembre 2022) e sono rappresentate da 157.115.336 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023, ha approvato i Piani di incentivazione di lungo termine 2020-2022 e 2023-2025, conferendo al Consiglio di amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025. Nell'esercizio 2023, sono state acquistate 128.894.264 azioni proprie per un controvalore complessivo di 1.837 milioni, sono state cancellate 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di 2.400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo Eni 2.326.678 azioni proprie per un controvalore complessivo di 41 milioni, a seguito della conclusione del periodo di *vesting* come previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022".

- "Riserva per acquisto azioni proprie".

La riserva azioni proprie in portafoglio di 2.333 milioni (2.937 milioni al 31 dicembre 2022) è a fronte del valore di iscrizione di 157.115.336 azioni ordinarie, acquistate fino al 31 dicembre 2023 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in

[15] La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto la misura del quinto del capitale sociale, come richiesto dall'art. 2430 c.c.

portafoglio.

– "Altre riserve di capitale".

Le altre riserve di capitale, per complessivi 7.968 mln, concernono: riserve di rivalutazione, riserva adeguamento patrimonio netto ai sensi della legge 9 agosto 1993, n. 292, di conversione, con modificazioni, del d.l. 21 giugno 1993, n. 198, e riserva conferimenti[16].

– "Altre riserve di utili disponibili"

Le altre riserve di utili, di 28.986 mln (26.631 nel 2022), riguardano, prevalentemente, la "riserva disponibile", di 27.619 mln, che ha subìto una variazione in aumento di 2.130 mln rispetto al 2022 per effetto, tra l'altro, dell'attribuzione dell'utile 2022 (in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 10 maggio 2023) e in diminuzione, principalmente, per la distribuzione agli azionisti della prima e della seconda *tranche* del dividendo dell'esercizio 2023, nonché dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie.

Il patrimonio netto di Eni risulta pari a 51.019 mln, in diminuzione del 2,9 per cento rispetto al 2022 (esercizio in cui era pari a 52.520 mln).

La tabella che segue mostra il dettaglio della variazione del patrimonio netto rispetto al valore dello stesso al 31 dicembre 2022, ponendo a raffronto le ragioni di incremento e di decremento dello stesso.

[16] Leggi n. 730 del 27 dicembre 1983, n. 749 del 20 dicembre 1985 e n. 41 del 28 febbraio 1986.

Tabella 30 - Variazione del patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2022		**52.520**
Incremento per:		
Utile netto	3.272	
Fusione *Eni Finance International SA*	225	
Effetto emissione obbligazioni convertibili	79	
Piano incentivazione a lungo termine	20	
Variazione *fair value* partecipazioni valutate al *fair value* con effetti ad OCI	2	
Altri incrementi	40	
		3.638
Decremento per:		
Acquisto azioni proprie	(1.837)	
III e IV *tranches* dividendo 2022	(1.472)	
I e II *tranches* dividendo 2023	(1.533)	
Variazione *fair value* strumenti finanziari derivati *cash flow hedge* al netto dell'effetto fiscale	(156)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(3)	
		(5.139)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2023		**51.019**

Fonte: Eni.

La tabella che segue indica nel dettaglio le variazioni del *fair value* dei contratti derivati

Tabella 31 - Strumenti finanziari derivati e *hedge accounting*

(milioni di euro)

	31.12.2023		**31.12.2022**	
	Fair value attivo	*Fair value* passivo	*Fair value* attivo	*Fair value* passivo
Contratti derivati non di copertura				
Contratti su valute				
- Currency swap	71	178	112	136
- Outright	12	2	28	22
- Interest currency swap		84	134	144
	83	**264**	**274**	**302**
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	44	34	117	96
	44	**34**	**117**	**96**
Contratti su merci				
- Over the counter	4.054	3.966	13.854	13.155
- Future	1	7	9	6
- Opzioni vendute			2	
- Opzioni acquistate	31	32		2

- Altri	11			80
	4.097	**4.005**	**13.865**	**13.243**
Totale contratti derivati non di copertura	**4.224**	**4.303**	**14.256**	**13.641**
Contratti derivati *cash flow hedge*				
- *Over the counter*	1.060	41	1.093	770
	1.060	**41**	**1.093**	**770**
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili				
Totale contratti derivati	**5.284**	**4.344**	**15.349**	**14.411**
Di cui:				
- correnti	4.968	4.007	12.768	12.489
- non correnti	316	337	2.581	1.922

Fonte: Eni.

Complessivamente il *fair value* attivo ammonta a 5.284 mln, di cui 4.224 mln per derivati non di copertura, e quello passivo a 4.344 mln, di cui 4.303 per derivati non di copertura.

Il *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in *hedge accounting* secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle *commodity*, pertanto, non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Per la gestione del rischio prezzo delle *commodity*, derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti o*ver the counter* (in particolare contratti *swap, forward, contracts for differences* e opzioni su *commodity*). Ai fini della qualificazione dell'operazione come "di copertura", è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Le variazioni del *fair value* dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute, nonché quelle su *commodity* sono rilevate, rispettivamente, nelle voci di conto economico "proventi (oneri) finanziari" e "altri proventi (oneri) operativi".

Le variazioni del *fair value* dei derivati di copertura considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti

economici prodotti dall'operazione coperta. La quota inefficace del *fair value* degli strumenti finanziari derivati di copertura è rilevata nelle voci di conto economico "proventi (oneri) finanziari" e "altri proventi (oneri) operativi".

7.3 Il conto economico

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico dell'esercizio 2023 riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a raffronto con l'esercizio 2022.

Tabella 32 - Conto economico – Eni Spa

	2023	2022	Var. ass.
RICAVI			
Ricavi della gestione caratteristica	42.790.197.560	74.679.263.858	(31.889.066.298)
Altri ricavi e proventi	432.266.298	542.316.053	(110.049.755)
Totale ricavi	**43.222.463.858**	**75.221.579.911**	**(31.999.116.053)**
COSTI OPERATIVI			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	39.995.945.213	66.135.498.100	(26.139.552.887)
Svalutazioni (riprese di valore nette) di crediti commerciali e altri crediti	(111.763.629)	80.541.639	(192.305.268)
Costo lavoro	1.165.907.049	1.231.536.859	(65.629.810)
Altri oneri (proventi) operativi	(704.616.620)	6.325.038.931	(7.029.655.551)
Ammortamenti	634.252.386	824.585.676	(190.333.290)
Svalutazioni (riprese di valore nette) di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in *leasing*	644.545.294	334.240.777	310.304.517
Radiazioni	18.575.194	65.136.554	(46.561.360)
Totale costi operativi	**41.642.844.887**	**74.996.578.536**	**(33.353.733.649)**
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	**1.579.618.971**	**225.001.375**	1.354.617.596
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI			
Proventi finanziari	4.344.222.489	3.323.708.539	1.020.513.950
Oneri finanziari	4.830.210.794	3.730.365.125	1.099.845.669
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al *trading*	263.029.648	(43.548.508)	306.578.156
Strumenti finanziari derivati	(41.814.226)	233.799.080	(275.613.306)
Totale proventi (oneri) finanziari	**(264.772.883)**	**(216.406.014)**	**(48.366.869)**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	**2.282.431.094**	**3.770.780.756**	**(1.488.349.662)**
UTILE ANTE IMPOSTE - *Continuing operations*	**3.597.277.182**	**3.779.376.117**	**(182.098.935)**
Imposte sul reddito	324.911.116	(1.623.642.721)	1.948.553.837
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	**3.272.366.066**	**5.403.018.838**	**(2.130.652.772)**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Nel 2022 l'utile netto di 3.272 mln è diminuito di 2.131 mln rispetto al 2022.

Nel rinviare ai dati contenuti nel bilancio d'esercizio ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

Nel 2023 i ricavi della gestione caratteristica (ossia i ricavi delle vendite e delle prestazioni) si sostanziano 42.790 mln e sono diminuiti di 31.889 mln rispetto al 2022 (in cui erano di 74.679 mln).

La tabella che segue espone in dettaglio le voci dei ricavi.

Tabella 33 - Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

	2023	2022
Prodotti petroliferi	16.830	22.159
Gas naturale e GPL	15.713	34.364
Energia elettrica e *utility*	4.167	9.499
GNL	3.209	5.509
Greggi	1.143	1.399
Gestione sviluppo sistemi informatici	187	115
Vettoriamento gas su tratte estere	50	53
Altre vendite e prestazioni	1.489	1.575
Totale	**42.788**	**74.673**
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	**2**	**6**
Totale	**42.790**	**74.679**

Fonte: Eni.

Come già in precedenza rappresentato, i ricavi da vendita di gas naturale e GPL riguardano le vendite di gas in Italia, all'estero e le vendite di GPL sul mercato rete (stazioni di servizio) ed extra rete (a domicilio) e su altri canali di vendita; quelli da vendita di prodotti petroliferi riguardano, invece, le vendite effettuate nelle stazioni di servizio in Italia e quelle a favore di società controllate e collegate in Italia e all'estero, le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti, le vendite di carburanti e combustibili extra rete, le vendite per combustibile navi e avio.

I ricavi da energia elettrica e *utility* riguardano le vendite a terzi e a società controllate, in particolare in Italia; quelli da vendita greggio riguardano le vendite a società controllate; i ricavi da vendita GNL essenzialmente vendite a terzi.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri, non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici si riferiscono alle attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi e la progettazione e la realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

Le altre vendite e prestazioni riguardano, infine, principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla E&P nell'interesse di imprese controllate e altre imprese.

In ordine all'andamento dei ricavi delle diverse linee operative, i ricavi *Exploration & Production* (2.114 mln) diminuiscono di 629 mln, pari al 22,9 per cento, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio. I ricavi *Global Gas & LNG Portfolio* (19.303 milioni) si riducono di 20.509 milioni a seguito, principalmente, dello scenario energetico legato ai prezzi del gas e della riduzione dei volumi commercializzati; tale effetto è stato parzialmente compensato dagli effetti del realizzo dei contratti derivati di copertura su *commodity* attivati per la gestione del rischio prezzo. I ricavi *Refining* (18.437 milioni) diminuiscono di 6.898 milioni, pari al 27,2 per cento, a seguito essenzialmente della circostanza che il 2022 comprendeva i ricavi del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" conferito a Enilive Spa. I ricavi *Power* (4.369 milioni) si riducono di 5.434 milioni a seguito dello scenario prezzi in forte discesa e della riduzione dei volumi commercializzati. I ricavi della *Corporate* (1.082 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2022, in cui erano pari a 1.507 milioni.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi, pari a 432 mln (542 mln nel 2022) diminuiscono di 110 mln.

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

La posta, di 39.996 mln, è diminuita, nell'esercizio in esame, di 26.140 mln, a seguito, particolarmente, dei minori costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci (-27.781 mln) e ai minori accantonamenti netti ai fondi rischi e oneri (-641 mln).

Costo del lavoro

Il costo del lavoro, pari a 1.166 mln nel 2023, ha registrato un lieve decremento rispetto al 2022 (-5,3 per cento), come spiegato nel terzo capitolo.

Altri oneri operativi

Gli altri oneri operativi netti, che si sostanziano in 705 mln (6.325 mln nel 2022), riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati su *commodity,* in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting*.

Ammortamenti e svalutazioni

La somma di ammortamenti e svalutazioni nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in *leasing*, ammontante a 1.279 mln, è aumentata di 264 mln. Le svalutazioni nette delle attività materiali hanno riguardato: (i) proprietà Oil & Gas (1.025 mln), in relazione a revisioni negative delle riserve; (ii) investimenti di periodo di *compliance* e *stay in business* relativi a CGU del settore raffinazione, svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (345 milioni); (iii) impianti chimici per la produzione di intermedi, stirenici e, in misura minore, elastomeri (367 mln).

Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si specificano in dettaglio nella tabella che segue.

Tabella 34 - Proventi e oneri finanziari

(milioni di euro)

	2023	2022
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	4.344	3.324
Oneri finanziari	(4.830)	(3.730)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al *trading*	263	(44)
Totale	**(223)**	**(450)**
Strumenti finanziari derivati	(42)	234
Totale	**(265)**	**(216)**

Fonte: Eni.

Il saldo negativo di 265 mln comprende gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse per 42 mln (+234 mln nel 2022) e si determina per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS.

Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi netti su partecipazioni, che ammontano nel 2023 a 2.282 mln, diminuiscono di 1.489 mln a seguito essenzialmente della voce "plusvalenza su conferimenti", che nel 2022 era pari

a 2.006 mln, e che non è presente nel 2023. In miglioramento risulta la voce "plusvalenze nette da vendite", che passa da 214 a 373 mln.

Tabella 35 - Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)

	2023	2022
Dividendi	3.691	2.336
Plusvalenze nette da vendite	373	214
Plusvalenza su conferimenti		2.006
Altri proventi	432	1.238
Totale proventi	**4.496**	**5.794**
Svalutazioni e altri oneri	(2.214)	(2.023)
Totale	**2.282**	**3.771**

Fonte: Eni.

Nelle tabelle che seguono vengono evidenziati in dettaglio i proventi sulle partecipazioni, le svalutazioni e gli altri oneri.

Tabella 36 - Dettaglio proventi su partecipazioni

(milioni di euro)

	2023	2022
Dividendi		
Eni International BV	3.190	1.722
Eni Mediterranea Idrocarburi Spa	107	59
SeaCorridor Srl	95	0
Eni Insurance DAC	81	58
Ecofuel Spa	77	54
Floaters Spa	68	10
EniPower Spa	32	49
Eni Finance International SA	26	15
Società Oleodotti Meridionali - SOM Spa	10	3
Norpipe Terminal Holdco Ltd	4	2
Eni International Resources Ltd	1	3
Ieoc Spa	0	48
EniMoov Spa (*ex* Eni Fuel Spa)	0	11
Transmed Spa	0	2
Azule Energy Angola Spa (*ex* Eni Angola Spa)	0	300
	3.691	**2.336**
Plusvalenze nette da vendite		
SeaCorridor Srl	372	0
Servizio Fondo Bombole Metano Spa	1	0
Enipower Spa	0	214
	373	**214**
Plusvalenze su conferimenti		

Azule Energy Angola Spa	0	2.006
	0	**2.006**
Altri proventi		
Ripresa di valore Saipem Spa	213	0
Earn out cessione SeaCorridor Srl	202	0
Ripresa di valore LNG Shipping Spa	8	7
Liquidazione Serfactoring Spa	8	0
Ripresa di valore Eni Investments Plc	0	551
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi Spa	0	359
Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc	0	287
Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SA	0	31
Ripresa di valore Floaters Spa	0	2
Altri proventi	1	1
	432	**1.238**
Totale proventi	**4.496**	**5.794**

Fonte: Eni.

Tabella 37 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri

(milioni di euro)

	2023	2022
Svalutazioni		
Versalis Spa	1.072	379
Eni Petroleum Co. Inc.	706	
Eni Rewind Spa	199	890
Eni Mediterranea Idrocarburi Spa	115	
Eni Mozambico Spa	60	11
Export LNG Ltd	36	45
Floaters Spa	6	
Agenzia Giornalistica Italiana Spa	5	13
Eni España Comercializadora de Gas SAU	2	
Eni Natural Energies Spa	2	
Eni Timor Leste Spa	1	2
Società Petrolifera Italiana Spa	1	3
Eni West Africa Spa	1	
Raffineria di Gela Spa		331
Saipem Spa		320
Ieoc Spa		14
EniProgetti Spa		11
EniServizi Spa		1
Altre minori	8	2
Totale	**2.214**	**2.022**
Altri oneri		1
Totale oneri	**2.214**	**2.023**

Fonte: Eni.

Imposte

Di seguito si fornisce il dettaglio delle imposte.

Tabella 38 - Imposte sul reddito

(milioni di euro)

	2023	2022
Ires	228	303
Irap	(99)	(26)
Altre imposte correnti	86	(1.153)
Totale imposte correnti	**215**	**(876)**
Imposte differite	(57)	1
Imposte anticipate	(455)	2.513
Totale imposte differite e anticipate	**(512)**	**2.514**
Totale imposte estere	**(27)**	**(11)**
Totale imposte sul reddito di Eni Spa	**324**	**(1.627)**
Imposte correnti relative alla *joint operation*		
Imposte anticipate (differite) relative alla *joint operation*	(1)	(4)
Totale imposte sul reddito *joint operation*	**(1)**	**(4)**
Totale	**(325)**	**1.623**

* Gli importi riportati in negativo indicano voci di costo.
Fonte: Eni.

Le imposte aumentano nel 2023 di 1.948 mln in conseguenza, essenzialmente, della minore ripresa di valore delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi. Tale effetto è parzialmente compensato dal miglioramento delle imposte correnti, che nell'esercizio 2022 sono state caratterizzate dall'iscrizione dei contributi di solidarietà delle imprese del settore energetico. La differenza negativa del 17,14 per cento tra il *tax rate* effettivo (9,04 per cento) e teorico (26,18 per cento) è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio; (ii) alla quota non imponibile degli effetti delle cessioni di partecipazioni; (iii) alla valutazione delle imposte anticipate Ires e Irap. Tali effetti son parzialmente compensati dalle valutazioni nette su partecipazioni.

UTILE DELL'ESERCIZIO

L'utile netto di Eni Spa (3.272 mln) si riduce di 2.131 milioni rispetto all'esercizio precedente per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento delle imposte sul reddito (1.948 mln); (ii) della riduzione dei proventi netti su partecipazioni (1.489 mln), parzialmente compensati dal miglioramento del risultato operativo (1.355 mln) riferibile alle linee di *business Global Gas &*

LNG Portfolio (1.870 mln) e E&P (787 mln).

7.4 Il rendiconto finanziario

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

La tabella seguente espone il rendiconto finanziario per l'esercizio 2023 posto a confronto con l'esercizio precedente.

Tabella 39 - Rendiconto finanziario – Eni Spa

(dati in milioni)

	2023	2022	Var. ass.
Utile netto dell'esercizio	**3.272**	**5.403**	**(2.131)**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			0
Ammortamenti	634	825	(191)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in *leasing*	644	334	310
Radiazioni	19	65	(46)
Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	1.790	785	1.005
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(390)	(2.226)	1.836
Dividendi	(3.691)	(2.336)	(1.355)
Interessi attivi	(954)	(203)	(751)
Interessi passivi	1.349	577	772
Imposte sul reddito	325	(1.623)	1.948
Altre variazioni	(149)	247	(396)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	871	(697)	1.568
- rimanenze	*1.718*	*(1.902)*	*3.620*
- crediti commerciali	*4.134*	*(1.597)*	*5.731*
- debiti commerciali	*(4.612)*	*2.950*	*(7.562)*
- fondi per rischi e oneri	*234*	*769*	*(535)*
- altre attività e passività	*(603)*	*(917)*	*314*
Variazione fondo benefici per i dipendenti	35	1	34
Dividendi incassati	2.787	5.515	(2.728)
Interessi incassati	843	209	634
Interessi pagati	(1.239)	(558)	(681)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati	32	(500)	532
Flusso di cassa netto da attività operativa	**6.178**	**5.818**	**360**
- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	***10.101***	***4.737***	**5.364**
Flusso di cassa degli investimenti	(19.406)	(5.570)	(13.836)
- attività materiali	*(648)*	*(751)*	*103*
- attività immateriali	*(77)*	*(32)*	*(45)*
- partecipazioni	*(2.977)*	*(3.457)*	*480*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*(15.715)*	*(1.406)*	*(14.309)*
- rami d'azienda	*(35)*	*(4)*	*(31)*

- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	*46*	*80*	*(34)*
Flusso di cassa dei disinvestimenti	*816*	*3.295*	(2.479)
- attività materiali	*7*	*166*	*(159)*
- attività immateriali	*14*	*9*	*5*
- partecipazioni	*472*	*791*	*(319)*
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	*323*	*2.329*	*(2.006)*
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	886	(1.440)	2.326
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(17.704)**	**(3.715)**	**(13.989)**
- di cui flusso verso parti correlate	***(15.705)***	***1.585***	***(17.290)***
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari non correnti	2.333	(3.437)	5.770
Rimborso di passività per beni in *leasing*	(280)	(390)	110
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	13.854	8.287	5.567
Dividendi pagati	(3.046)	(3.009)	(37)
Acquisto azioni proprie	(1.803)	(2.400)	597
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	79		79
Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(138)	0
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**10.999**	**(1.087)**	**12.086**
- di cui verso parti correlate	***9.109***	***6.258***	***2.851***
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	18	(18)	36
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	**(509)**	**998**	**(1.507)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	**7.628**	**6.630**	**998**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	**7.119**	**7.628**	**(509)**

Fonte: Eni.

Il rendiconto espone i flussi di cassa netti derivanti dall'attività operativa, di investimento e di finanziamento che hanno determinato variazioni nette (incremento o decremento) delle disponibilità liquide ed equivalenti.

Si rileva, al termine del 2023, un decremento di 509 milioni delle disponibilità liquide, che si portano da 7.628 milioni di inizio periodo a 7.119 milioni di fine periodo. Tale variazione è attribuibile, essenzialmente, al minor flusso di cassa netto da attività di investimento, diminuito di 13.989 milioni, prevalentemente a causa dei minori crediti finanziari strumentali all'attività operativa (-14.309 mln), solo parzialmente compensati dal decremento dei disinvestimenti (-2.479 mln).

8. IL BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI

8.1 Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2023

Nell'esercizio 2023, il Gruppo ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 13.805 mln, in riduzione di 6.581 mln (-32 per cento) rispetto al 2022, che riflette il minor contributo dei *business* E&P, anche per effetto del deconsolidamento delle società operative angolane conferite alla JV Azule, e dei *business* della Raffinazione e della Chimica, in parte compensati dal risultato del settore GGP e dalla *performance* positiva dei *business* Enilive e Plenitude & Power.

La *performance* operativa ha ottenuto i seguenti risultati per settore:

- il settore *Exploration & Production* (E&P) ha registrato una riduzione del 40 per cento della *performance* operativa a 9,9 mld, impattata dall'indebolimento dei prezzi di realizzo e in parte compensata dalla ripresa della produzione di idrocarburi, +3 per cento rispetto al 2022;
- il settore GGP ha conseguito il risultato di 3,2 mld, con un aumento del 57 per cento rispetto al 2022, facendo leva sulla qualità del portafoglio, azioni di ottimizzazione e favorevoli accordi contrattuali;
- Enilive ha raggiunto gli obiettivi finanziari e operativi con un utile operativo *adjusted* di 0,73 miliardi in aumento dell'8 per cento, beneficiando della solida prestazione del *Marketing*, e ampliando la propria presenza internazionale attraverso l'acquisizione della partecipazione del 50 per cento nella bioraffineria di Chalmette negli Stati Uniti;
- il *business Refining* ha riportato una riduzione di circa il 70 per cento dell'utile operativo *adjusted*, influenzato negativamente dal restringimento dei differenziali tra greggi *sour/heavy* vs. *greggi light/sweet* a causa della rarefazione dell'offerta dei primi dovuta al regime sanzionatorio nei confronti del greggio russo Ural e ai tagli produttivi dell'OPEC;
- Versalis ha risentito del rallentamento dello scenario macroeconomico e dei costi di produzione più elevati in Europa e chiude l'esercizio 2023 con una perdita operativa *adjusted* di 0,61 mld;
- il settore Plenitude & Power ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 0,68 mld, con un incremento dell'11 per cento, sostenuto dalla robusta *performance* dell'attività *retail* e

dall'entrata a regime di significativa capacità di generazione da fonti rinnovabili che ha raggiunto i 3 GW a fine 2023.

Il flusso di cassa netto da attività operativa dell'esercizio 2023 è stato di 15.119 mln, con un decremento di 2.341 mln rispetto al 2022 e include 2.255 mln di dividendi incassati dalle partecipate, principalmente Azule Energy, Vår Energi e Adnoc R&T ed è stato impattato dalla riduzione di circa 0,5 mld della manovra *factoring* rispetto all'ammontare di crediti commerciali ceduti a fine 2022.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2023 è pari a 16.235 mln, in aumento di 4.258 mln rispetto al 2022. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 28.729 mln, di cui 7.013 mln a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 2.921 mln) e 21.716 mln a lungo termine.

Escludendo l'effetto della *lease liability* - IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina a 10.899 mln, in aumento di 3.873 mln rispetto al 31 dicembre 2022. Il *leverage* – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,20 al 31 dicembre 2023 (0,13 al 31 dicembre 2022).

In particolare, sotto il profilo operativo, nell'esercizio 2023, la produzione di idrocarburi è stata pari a 1,66 mln boe/giorno, +3 per cento rispetto al 2022, il massimo obiettivo di produzione rispetto all'intervallo *target* annunciato. La *performance* è stata sostenuta dal *ramp-up* produttivo in Messico e Mozambico, dallo *start-up* in Costa d'Avorio e dalla crescita produttiva in Algeria, Kazakhstan e Indonesia. Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2023 ammontano a 6,4 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del *marker* Brent di 83 $/barile. Il tasso di rimpiazzo *all sources* è pari al 67 per cento. La vita utile residua delle riserve è di 10,6 anni (11,3 anni nel 2022).

8.2 Contenuto e forma del bilancio consolidato nel 2023

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2023 è stato elaborato nel rispetto dei "principi contabili internazionali" (*International financial reporting standards – IFRS*) indicati dall'*International accounting standards board* (IASB) ed adottati dalla Commissione europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 2005.

Il perimetro di consolidamento comprende i bilanci di Eni Spa e delle imprese italiane e

straniere sulle quali Eni esercita direttamente od indirettamente il controllo, nonché gli accordi a controllo congiunto classificati come *joint operation,* i cui saldi sono ripresi *pro-quota* in base all'interessenza Eni.

In un apposito allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023", che costituisce parte integrante del bilancio consolidato, sono indicate le imprese consolidate, quelle controllate non consolidate, le imprese controllate con altri soci, le imprese collegate e le partecipazioni rilevanti.

Il bilancio consolidato, deliberato nella riunione del Cda del 13 marzo 2024, è corredato, ai sensi dell'art. 154-*bis*, comma 5, del decreto legislativo n. 58 del 1998, dall'attestazione dell'Amministratore delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni Spa, nonché, ai sensi degli artt. 14 e 16 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, dalla relazione della società di revisione[17] e dal parere del Collegio sindacale.

8.3 Lo stato patrimoniale consolidato

8.3.1 L'attivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2023, posti a confronto con quelli del 2022 e le relative variazioni assolute.

[17] In particolare, la società di revisione, in data 5 aprile 2023, ha affermato che "*il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2023, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del d.lgs. n. 38 del 2005*".

Tabella 40 - Stato patrimoniale consolidato – attivo

(milioni di euro)

	31.12.2023	31.12.2022	Var. ass.
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	10.193	10.155	38
Attività finanziarie destinate al *trading*	6.782	8.251	(1.469)
Altre attività finanziarie	896	1.504	(608)
Crediti commerciali e altri crediti	16.551	20.840	(4.289)
Rimanenze	6.186	7.709	(1.523)
Attività per imposte sul reddito	460	317	143
Altre attività correnti	5.637	12.821	(7.184)
Totale attività correnti	**46.705**	**61.597**	**(14.892)**
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	56.299	56.332	(33)
Diritto di utilizzo beni in *leasing*	4.834	4.446	388
Attività immateriali	6.379	5.525	854
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.576	1.786	(210)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12.630	12.092	538
Altre partecipazioni	1.256	1.202	54
Altre attività finanziarie	2.301	1.967	334
Attività per imposte anticipate	4.482	4.569	(87)
Attività per imposte sul reddito	142	114	28
Altre attività non correnti	3.393	2.236	1.157
Totale attività non correnti	**93.292**	**90.269**	**3.023**
Attività destinate alla vendita	**2.609**	**264**	**2.345**
TOTALE ATTIVITÀ	**142.606**	**152.130**	**(9.524)**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Nel far rinvio ai dati contenuti nell'elaborato contabile del Gruppo Eni, ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste attive dello stato patrimoniale.

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti (10.193 mln) sono costituite, principalmente, da depositi in euro ed in moneta estera e risultano aumentate di 38 mln.

Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 6.782 mln, costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per

garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Tali attività comprendono operazioni di prestito titoli per 1.288 mln (1.090 mln al 31 dicembre 2022).

Coerentemente con le finalità dell'investimento e con le previsioni dei principi contabili applicabili, le attività finanziarie destinate al *trading* sono valutate al *fair value,* sulla base delle quotazioni di mercato ovvero utilizzando tecniche di valutazione adeguate alle circostanze, massimizzando l'uso di *input* osservabili. Al 31 dicembre 2023 i proventi netti sulle attività finanziarie destinate al *trading* ammontano a 284 mln.

Crediti commerciali ed altri crediti

Nel 2023 ammontano a 16.551 mln e ricomprendono "crediti commerciali" (crediti per forniture di idrocarburi) per 13.184 mln (16.556 mln nel 2022); "crediti per attività di disinvestimento" per 200 mln (301 mln nel 2022); "Crediti verso *partner* per attività di esplorazione e produzione" per 1.365 mln (1.645 mln nel 2022) e "crediti verso altri" per 1.802 mln (2.338 mln nel 2022).

Il decremento dei crediti commerciali di 3.372 mln è riferito ai settori *Global Gas & LNG Portfolio* per 3.889 milioni, *Plenitude & Power* per 267 milioni e, in aumento *Exploration & Production* per 620 mln, e Enilive, *Refining* e Chimica per 103 milioni e risente della diminuzione dei prezzi delle *commodity* energetiche, che hanno fatto diminuire il valore nominale dei crediti.

Al 31 dicembre 2023 sono state poste in essere operazioni di cessione *pro-soluto* di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2024, dal valore nominale di 1.745 milioni (2.212 milioni nell'esercizio 2022 con scadenza 2023). Le cessioni 2023 hanno riguardato crediti relativi al settore Enilive, *Refining* e Chimica per 1.291 milioni, al settore *Global Gas & LNG Portfolio* per 297 milioni, al settore *Plenitude & Power* per 157 milioni.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Si espone di seguito il dettaglio di tale voce e delle corrispondenti variazioni intervenute negli esercizi 2022 e 2023.

Tabella 41 - Immobili, impianti e macchinari

(milioni di euro)

2023	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di *appraisal* E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Valore iniziale netto	**1.088**	**40.492**	**4.280**	**1.345**	**7.494**	**1.633**	**56.332**
Investimenti	22		407	764	6.294	1.252	8.739
Capitalizzazione ammortamenti				20	184	1	205
Ammortamenti*	(47)	(5.699)	(610)				(6.356)
Svalutazioni	(30)	(1.164)	(366)		(226)	(390)	(2.176)
Riprese di valore		109	42		257	36	444
Radiazioni			(2)	(420)	(25)		(447)
Differenze di cambio da conversione	1	(1.223)	(39)	(46)	(268)	(3)	(1.578)
Rilevazione iniziale e variazione stima	3	698	16	17	14		748
Variaz. dell'area di consolidamento – società entrate	48	521	298		131	77	1.075
Variaz. dell'area di consolidamento – società uscite			(1)				(1)
Trasferimenti	37	5.592	595	(70)	(5.522)	(632)	
Altre variazioni	(11)	(1.905)	(32)	(42)	1.349	(45)	(686)
Valore finale netto	**1.111**	**37.421**	**4.588**	**1.568**	**9.682**	**1.929**	**56.299**
Valore finale lordo	4.354	139.866	32.121	1.568	13.670	4.308	195.887
Fondo ammortamento e svalutazione	3.243	102.445	27.533		3.988	2.379	139.588
2022							
Valore iniziale netto	**1.071**	**42.342**	**3.850**	**1.244**	**6.545**	**1.247**	**56.299**
Investimenti	22	132	456	655	5.471	964	7.700
Capitalizzazione ammortamenti				11	179		190
Ammortamenti*	(51)	(5.467)	(554)				(6.072)
Svalutazioni	3	40	191		141	38	413
Riprese di valore	(21)	(313)	(485)		(149)	(414)	(1.382)
Radiazioni	(1)		(2)	(365)	(218)		(586)
Differenze di cambio da conversione	2	2.422	55	74	364	9	2.926
Rilevazione iniziale e variazione stima		(173)	2	(7)	98		(80)
Variaz. dell'area di consolidamento – società entrate	9	650	695			118	1.472
Variaz. dell'area di consolidamento – società uscite	(1)	(3.687)	(6)	(119)	(546)		(4.359)
Trasferimenti	41	4.403	425	(149)	(4.254)	(466)	
Altre variazioni	14	143	(347)	1	(4)	4	(189)
Valore finale netto	**1.088**	**40.492**	**4.280**	**1.345**	**7.627**	**1.500**	**56.332**
Valore finale lordo	4.255	143.433	31.327	1.345	11.787	3.665	195.812
Fondo ammortamento e svalutazione	3.167	102.941	27.047		4.160	2.165	139.480

* Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.
Fonte: Eni.

Il valore finale netto della voce "Immobili, impianti e macchinari" nel 2023 è di 56.299 mln (56.332 mln al 31 dicembre 2022) e riguarda essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 37.421 mln (40.492 mln nel 2022) e immobilizzazioni in corso E&P per 9.682 mln (7.494 mln nel 2022).

Gli investimenti sono riferiti al settore *Exploration & Production* per 7.105 mln (6.185 mln nel 2022).

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le predette partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2023, a 12.630 mln, vengono esposte di seguito, raffrontandole con quelle al 31 dicembre 2022.

Tabella 42 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto)

(milioni di euro)

	2023				2022			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in *joint venture*	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in *joint venture*	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale	**50**	**7.065**	**4.977**	**12.092**	**44**	**2.057**	**3.786**	**5.887**
Acquisizioni e sottoscrizioni	3	1.024	186	1.213	21	900	686	1.607
Cessioni e rimborsi					(2)	(1)	(477)	(480)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	4	818	800	1.622	5	474	1.684	2.163
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(3)	(149)	(129)	(281)	(6)	(197)	(82)	(285)
Decremento per dividendi	(1)	(939)	(1.060)	(2.000)	(3)	(483)	(708)	(1.194)
Variazione dell'area di consolidamento	3	13	(227)	(211)	5	(710)	(1.122)	(1.827)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(244)	(166)	(412)	2	(231)	230	1
Altre variazioni	(1)	662	(54)	607	(16)	5.256	980	6.220
Valore finale	**53**	**8.250**	**4.327**	**12.630**	**50**	**7.065**	**4.977**	**12.092**

Fonte: Eni.

Il valore delle partecipazioni è aumentato nel 2023 di 538 mln.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per 882 milioni, l'acquisizione da PBF Energy Inc. del 50 per cento del capitale di St. Bernard Renewables Llc che opera la bioraffineria presso l'*hub* di Chalmette, in Louisiana (Stati Uniti d'America), la cui produzione è stata avviata nel secondo semestre. L'allocazione del prezzo alle attività nette acquisite è stata effettuata su base provvisoria con rilevazione di un *goodwill* di 45 milioni; (ii) per 154 milioni, la sottoscrizione

dell'aumento di capitale di QatarEnergy LNG NFE (*ex* Qatar Liquefied Gas Company Limited) (Eni 25 per cento) che partecipa con una quota del 12,5 per cento nel progetto North Field East (NFE) assicurando ad Eni una quota del 3,125 per cento nel megaprogetto del Qatar per lo sviluppo dell'LNG; (iii) per 42 milioni, la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Vårgrønn AS, la *joint venture* (Eni 65 per cento) che possiede la quota del 20 per cento nei progetti eolici *offshore* Doggerbank A, B e C nel Regno Unito.

Le plusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite essenzialmente a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per 653 milioni; (ii) Vår Energi ASA per 356 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per 296 milioni; (iv) ADNOC Global Trading Ltd per 120 milioni; (v) Saipem Spa per 56 milioni; (vi) SeaCorridor Srl per 49 milioni; (vii) Mozambique Rovuma Venture Spa per 47 milioni.

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite a: (i) Vårgrønn AS per 50 milioni; (ii) St. Bernard Renewables Llc per 42 milioni; (iii) Coral FLNG SA per 40 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per 829 milioni; (ii) Vår Energi ASA per 640 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per 277 milioni; (iv) ADNOC Global Trading Ltd per 129 milioni; (v) SeaCorridor Srl per 95 milioni.

Attività per imposte anticipate

La posta ammonta a 4.482 mln (4.569 mln al 31 dicembre 2022), al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.759 mln (4.221 mln al 31 dicembre 2022).

8.3.2 Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2023, messo a confronto con l'esercizio 2022 e le relative variazioni percentuali.

Tabella 43 - Stato patrimoniale consolidato - passivo

(milioni di euro)

	31.12.2023	31.12.2022	Var. %
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	4.092	4.446	(7,96)
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.921	3.097	(5,68)
Quote a breve di passività per beni in *leasing* a lungo termine	1.128	884	27,60
Debiti commerciali e altri debiti	20.654	25.709	(19,66)
Passività per imposte sul reddito	1.685	2.108	(20,07)
Altre passività correnti	5.579	12.473	(55,27)
Totale	**36.059**	**48.717**	**(25,98)**
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	21.716	19.374	12,09
Passività per beni in *leasing* a lungo termine	4.208	4.067	3,47
Fondi per rischi e oneri	15.533	15.267	1,74
Fondi per benefici ai dipendenti	748	786	(4,83)
Passività per imposte differite	4.702	5.094	(7,70)
Passività per imposte sul reddito	38	253	(84,98)
Altre passività non correnti	4.096	3.234	26,65
Totale	**51.041**	**48.075**	**6,17**
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	**1.862**	**108**	**1.624,07**
TOTALE PASSIVITÀ	**88.962**	**96.900**	**(8,19)**
PATRIMONIO NETTO			
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	0
Utili relativi a esercizi precedenti	32.988	23.455	40,64
Riserve per differenze cambio da conversione	5.238	7.564	(30,75)
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	8.515	8.785	(3,07)
Azioni proprie	(2.333)	(2.937)	20,57
Utile (perdita) dell'esercizio	4.771	13.887	(65,64)
Totale patrimonio netto di Eni	**53.184**	**54.759**	**(2,88)**
Interessenze di terzi	***460***	***471***	**(2,34)**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**53.644**	**55.230**	**(2,87)**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**142.606**	**152.130**	**(6,26)**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

Il decremento di 354 mln delle passività finanziarie a breve termine è dovuto, come indicato nella tabella seguente, essenzialmente alla diminuzione delle passività finanziarie con banche (-835 mln), parzialmente compensato dall'aumento delle passività a breve verso altri finanziatori (+481 mln).

Tabella 44 - Passività finanziarie a breve termine

(milioni di euro)

	31.12.2023	31.12.2022
Banche	2.810	3.645
Altri finanziatori	1.282	801
Totale	**4.092**	**4.446**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Debiti commerciali e altri debiti

Al 31 dicembre 2023, il totale dei debiti commerciali e altri debiti diminuisce rispetto all'esercizio precedente, per 5.055 mln.

Tabella 45 - Debiti commerciali ed altri debiti

(milioni di euro)

	31.12.2023	31.12.2022
Debiti commerciali	14.231	19.527
Acconti e anticipi da *partner* per attività di esplorazione e produzione	717	606
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.335	2.561
Debiti verso *partner* per attività di esplorazione e produzione	1.215	1.235
Debiti verso altri	2.156	1.780
Totale	**20.654**	**25.709**

Fonte: Eni.

Altre passività correnti

Le altre passività correnti passano da 12.473 mln a 5.579 mln, con un decremento di 6.894 mln. Le passività correnti da contratti con la clientela sono diminuite (-708 mln) e comprendono: (i) gli anticipi che Eni Spa ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali Spa per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla

raffineria di Taranto per 469 milioni (430 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) buoni carburanti elettronici prepagati per 292 milioni (338 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (*ex* Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 275 milioni (333 milioni al 31 dicembre 2022), di cui correnti per 56 milioni (58 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per 10 milioni (538 milioni al 31 dicembre 2022).

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine

Nella seguente tabella sono analizzate le poste relative alle passività finanziarie a lungo termine in raffronto alle altre passività finanziarie non correnti per gli anni 2022 e 2023.

Tabella 46 - Passività finanziarie non correnti

(milioni di euro)

	31.12.2023				31.12.2022			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	2.810	600	1.116	**4.526**	3.645	851	1.999	**6.495**
Obbligazioni ordinarie		1.956	19.535	**21.491**		2.142	17.368	**19.510**
Obbligazioni convertibili *sustainability-linked*		9	917	**926**				
Altri finanziatori	1.282	356	148	**1.786**	801	104	7	**912**
Totale	**4.092**	**2.921**	**21.716**	**28.729**	**4.446**	**3.097**	**19.374**	**26.917**

Fonte: Eni.

Le passività finanziarie a lungo termine passano da 19.374 mln a 21.716 mln, con un aumento di 2.342 mln. Al 31 dicembre 2023 le passività finanziarie con banche comprendono per 701 mln contratti di finanziamento *sustainability-linked*, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Eni ha stipulato con la Banca europea per gli investimenti (BEI) accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un *rating* minimo. Nel caso di perdita del *rating* minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca europea per gli investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2023 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a

732 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate ed ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a 20 miliardi; al 31 dicembre 2023, il programma risulta utilizzato per 16,8 miliardi. Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 17.304 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi 3.807 milioni. Le obbligazioni ordinarie con scadenza entro il giugno 2025 ammontano a 2.821 milioni. Nel corso del 2023 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie all'interno del programma Euro Medium Term Notes per 1.272 milioni.

Fondi per rischi ed oneri

In base ai principi contabili applicabili, gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (pari a 15.533 mln a fine 2023) risultano effettuati nei seguenti casi: 1) quando è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; 2) quando è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; 3) quando l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi, alla data di chiusura dell'esercizio. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi, determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione.

Nella tabella che segue si fornisce il dettaglio di tale voce al 31 dicembre 2023, posto a confronto con l'anno precedente.

Tabella 47 - Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)

	Fondo abbandono e ripristino siti e *social project*	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua Assicurazione Everen (*ex* OIL)	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2022	**9.322**	**3.503**	**947**	**219**	**327**	**189**	**97**	**663**	**15.267**
Accantonamenti	310	783	132	16	97	20	3	574	**1.935**
Rilevazione iniziale e variazione stima	748								**748**
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	284	57							**341**
Utilizzi a fronte oneri	(731)	(476)	(202)	(16)	(161)			(75)	**(1.661)**
Utilizzi per esuberanza	(5)	(224)	(219)	(8)		(15)	(4)	(41)	**(516)**
Differenze cambio da conversione	(156)	(2)	(11)	(4)		(1)		(4)	**(178)**
Variazione area di consolidamento	88								**88**
Altre variazioni	(390)	(28)	34	(24)	(18)	15	9	(89)	**(491)**
Valore al 31.12.2023	**9.470**	**3.613**	**681**	**183**	**245**	**208**	**105**	**1.028**	**15.533**

Fonte: Eni.

Il fondo abbandono e ripristino siti e *social project* (pari a 9.470 mln) accoglie: (i) per 8.027 milioni, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti; (ii) per 817 milioni, la stima degli oneri per *social project* del settore *Exploration & Production,* riferiti per 442 milioni agli oneri da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni Spa e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri; (iii) per 547 milioni, la stima dei costi di abbandono di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie della *business Enilive e Refining.*

Nel 2023 gli accantonamenti al fondo abbandono e ripristino siti riguardano la revisione stima dei costi di abbandono di asset Oil & Gas completamente ammortizzati o non produttivi, la demolizione e la rimozione di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione per le quali il *management* ha valutato l'assenza di prospettive economiche nell'attuale scenario dei prodotti raffinati, nonché la non percorribilità di opzioni di riconversione o di riutilizzo in processi di decarbonizzazione, in linea con la strategia Eni di progressivo disimpegno dal settore; lo smantellamento di un impianto petrolchimico e il conseguente ripristino del sito. La

rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'aggiornamento delle stime dei costi di smantellamento/ripristino (principalmente in UK, Italia, USA e Libia) e l'effetto incrementativo dell'attualizzazione in relazione al ridimensionamento della curva dei tassi d'interesse dell'area Euro.

Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra il 2,2 e il 5,4 per cento (-0,3 e 6,1 per cento al 31 dicembre 2022). La variazione dell'area di consolidamento è riferita al settore *Exploration & Production* per 87 milioni. Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni, con inizio degli utilizzi essenzialmente oltre i 12 mesi.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "*constructive*" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "*strict liability*" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è la valutazione della probabilità di sostenimento e la possibilità di stimarli in modo attendibile. Gli accantonamenti riguardano: (i) per 283 milioni, le attività di bonifica presso i siti industriali dismessi in Italia e i costi relativi al trattamento delle acque di falda; (ii) per circa 200 milioni, impianti di raffinazione, depositi, distribuzione carburanti e oleodotti; (iii) per 58 milioni, le attività di bonifica presso gli impianti petrolchimici. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind Spa per 2.391 milioni e alla linea di *business Enilive e Refining* per 739 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti *antitrust* e di altra natura.

Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore *Exploration & Production* per 290 milioni.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore *Exploration & Production* per 154 milioni. In particolare, gli oneri sono relativi principalmente al contenzioso in materia di potere impositivo delle amministrazioni locali italiane sulle piattaforme *offshore* Eni localizzate nelle acque territoriali comunali.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo, Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio 38 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - Spa (in liquidazione) per 168 milioni.

Il fondo mutua assicurazione Everen (*ex* OIL) accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

PATRIMONIO NETTO

Interessenze di terzi

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2023 è di 460 mln (471 mln al 31 dicembre 2022).

Patrimonio netto consolidato di Eni

La composizione del patrimonio netto di Eni, quale risulta dal bilancio consolidato del Gruppo, viene esposta in dettaglio nella tabella che segue.

Tabella 48 - Patrimonio netto consolidato di Eni

(milioni di euro)

	31.12.2023	31.12.2022
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	32.988	23.455
Riserva per differenze cambio da conversione	5.238	7.564
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale, di cui:	8.515	8.785
-Obbligazioni subordinate perpetue	*5.000*	*5.000*
-Riserva legale	*959*	*959*
-Riserva per acquisto di azioni proprie	*2.333*	*2.937*
-Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	*36*	*(342)*
-Riserva OCI per piani a benefici definiti per i dipendenti	*(88)*	*(58)*
-Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	*98*	*46*
-Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	*98*	*53*
Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile	*79*	
-Altre riserve		*190*
Azioni proprie	(2.333)	(2.937)
Utile (perdita) dell'esercizio	4.771	13.887
Totale	**53.184**	**54.759**

Fonte: Eni.

Il patrimonio netto consolidato di Eni è diminuito di 1.575 mln per effetto, principalmente, del decremento dell'utile dell'esercizio (-9.116 mln), della riserva per differenze cambio da conversione (-2.326 mln) e della riserva per acquisto di azioni proprie (-604 mln), solo parzialmente compensati dall'incremento degli utili relativi ad esercizi precedenti (+9.553 mln).

– Capitale sociale.

Al 31 dicembre 2023, il capitale sociale di Eni Spa, interamente versato, ammonta ad euro 4.005.358.876 (come al 31 dicembre 2022) ed è rappresentato da n. 3.375.937.893 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.571.487.977 azioni ordinarie al 31 dicembre 2022).

– Riserva legale.

La riserva legale è costituita dagli utili che, ai sensi dell'art. 2430 c.c., non possono essere distribuiti a titolo di dividendo. Nell'esercizio di riferimento, l'importo (959 mln) è stato pari a quello massimo richiesto dalla legge.

– Riserva per differenze di cambio.

La riserva per differenze di cambio da conversione (5.238 mln a fine 2023) è alimentata dalle variazioni del patrimonio netto delle società consolidate aventi moneta funzionale diversa da

quella di presentazione del bilancio consolidato; in particolare, si genera nella conversione dei bilanci delle consociate estere Eni operanti nel settore *upstream* che utilizza il dollaro come valuta di transazione.

L'ammontare della riserva è determinato, a fine di ciascun esercizio, come differenza tra il patrimonio netto delle consociate con bilancio in dollari, convertito al cambio *spot* della data di apertura, confrontato con lo stesso, valorizzato al cambio *spot* della data di chiusura del bilancio. Pertanto, in caso di apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro tra inizio e fine periodo, si genera un effetto negativo nella conversione dei bilanci in dollari nel bilancio consolidato Eni e viceversa. Tale variazione ha natura patrimoniale, cioè è rilevata nelle componenti dell'utile complessivo che alimentano il patrimonio netto, senza avere effetti sul conto economico consolidato dell'anno. Le riserve da conversione transitano a conto economico all'atto della vendita o chiusura della consociata.

- Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 2.333 mln (2.937 mln al 31 dicembre 2022) e sono rappresentate da 157.115.336 azioni ordinarie Eni (226.097.834 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2022) possedute da Eni Spa. Nell'esercizio 2023, sono state acquistate n. 128.894.264 azioni proprie per un controvalore complessivo di 1.837 mln, sono state cancellate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di 2.400 mln e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 2.326.678 azioni proprie, a seguito della conclusione del periodo di *vesting* come previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020.

- Acconto sul dividendo.

Il 10 maggio 2023, l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni Spa ha deliberato, tra l'altro, la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2023, stabilito in 0,94 euro per azione da regolarsi in 4 *tranches*, nei mesi di settembre 2023 (0,24 euro per azione), novembre 2023 (0,23 euro per azione), marzo 2024 (0,24 euro per azione) e maggio 2024 (0,23 euro per azione).

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "*leverage*" misura il grado di indebitamento della Società (calcolato, si è detto, come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di

terzi azionisti) ed è utilizzato da Eni per valutare il grado di solidità della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, e per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria.

La tabella che segue illustra il dettaglio dell'indebitamento finanziario per il 2023, in raffronto con quello del 2022.

Tabella 49 - Indebitamento finanziario netto e *leverage*

(milioni di euro)

	31.12.2023	**31.12.2022**	**Var. ass.**
Debiti finanziari ed obbligazionari	28.729	26.917	1.812
- Debiti finanziari a breve termine	*7.013*	*7.543*	(530)
- Debiti finanziari a lungo termine	*21.716*	*19.374*	2.342
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.193)	(10.155)	(38)
Titoli *held for trading*	(6.782)	(8.251)	1.469
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(855)	(1.485)	630
Indebitamento finanziario netto *ante* passività per *leasing ex* IFRS 16	**10.899**	**7.026**	**3.873**
Passività per beni in *leasing*	5.336	4.951	385
- di cui working interest Eni	*4.856*	*4.457*	399
- di cui working interest follower	*480*	*494*	(14)
Indebitamento finanziario netto *post* passività per *leasing ex* IFRS 16	**16.235**	**11.977**	**4.258**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	**53.644**	**55.230**	**(1.586)**
Leverage ante lease liability ex* IFRS 16	***0,20***	***0,13***	**0,07**
Leverage post lease liability ex* IFRS 16	***0,30***	***0,22***	**0,08**

* Il *leverage* esprime il rapporto tra l'indebitamento finanziario netto ed il patrimonio netto, comprese le interessenze di terzi.
Fonte: Eni.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2023 è pari a 16.235 mln, rispetto agli 11.977 mln del 2022. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 28.729 mln, di cui 7.013 mln a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 2.921 mln) e 21.716 mln a lungo termine.

Escludendo l'effetto della *lease liability* - IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in 10.899 mln, contro i 7.026 mln del 2022.

Strumenti finanziari derivati

Eni, nell'ambito della propria operatività, stipula contratti derivati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di interesse, di prezzo delle *commodity* e di cambio, sia nella sua configurazione di rischio transattivo che di rischio economico. L'attività è operata

nell'ambito di linee guida definite centralmente, con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche di Eni in materia di gestione dei rischi, assicurandone una gestione integrata e accentrata volta ad ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. In tale prospettiva, Eni assicura di monitorare che ogni attività in derivati classificata come *risk reducing* sia direttamente o indirettamente collegata agli *asset* industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta.

Tabella 50 - Strumenti finanziari derivati e *hedge accounting*

(milioni di euro)

	31.12.2023			**31.12.2022**		
	Fair value attivo	*Fair value* passivo	Gerarchia del *fair value* – Livello	*Fair value* attivo	*Fair value* passivo	Gerarchia del *fair value* – Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- *Currency swap*	70	168	2	110	132	2
- *Interest currency swap*		84	2	1	144	2
- *Outright*				3	12	2
Totale	**70**	**252**		**114**	**288**	
Contratti su interessi						
- *Interest currency swap*	62	34	2	137	58	2
Totale	**62**	**34**		**137**	**58**	
Contratti su merci						
- *Over the counter*	2.902	2.103	2	9.571	8.663	2
- Future	3.027	2.905	1	6.886	5.764	1
- Opzioni	106	114	2		2	1
- Altro	11				80	2
Totale	6.046	5.122		16.457	14.509	
Totale	**6.178**	**5.408**		**16.708**	**14.855**	
Contratti derivati *cash flow hedge*						
Contratti su merci						
- *Over the counter*	80	13	2			
- *Future*				339	192	
Totale	**80**	**13**		**339**	**192**	
Contratti su interessi						
- *Interest rate swap*	6		1	21		2
Opzioni						
- Altre opzioni		41	2		144	3
Totale		**41**			**144**	
Totale contratti derivati lordi	**6.264**	**5.462**		**17.068**	**15.191**	
Compensazione	(2.895)	(2.895)		(5.863)	(5.863)	
Totale contratti derivati netti	**3.369**	**2.567**		**11.205**	**9.328**	
Di cui:						
- correnti	3.323	2.414		11.076	9.042	
- non correnti	46	153		129	286	

Fonte: Eni.

Le variazioni del *fair value* degli strumenti finanziari derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del *fair value* dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura su *commodity* sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi"[18].

8.4 Il conto economico consolidato

I risultati di esercizio del Gruppo sono esposti nella tabella che segue.

Tabella 51 - Conto economico consolidato

(milioni di euro)

	2023	2022	Var. ass.
RICAVI			
Ricavi della gestione caratteristica	93.717	132.512	-38.795
Altri ricavi e proventi	1.099	1.175	-76
Totale ricavi	**94.816**	**133.687**	**-38.871**
COSTI			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	73.836	102.529	-28.693
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	249	(47)	296
Costo lavoro	3.136	3.015	121
Altri proventi (oneri) operativi	(478)	1.736	-2.214
Ammortamenti	7.479	7.205	274
Riprese di valore (svalutazioni) nette	1.802	1.140	662
Radiazioni	535	599	-64
Totale costi operativi	**86.559**	**116.177**	**-29.618**
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	**8.257**	**17.510**	**-9.253**
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI			
Proventi finanziari	7.417	8.450	-1.033
Oneri finanziari	8.113	9.333	-1.220
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al *trading*	284	(55)	339
Strumenti finanziari derivati	(61)	13	-74
Totale	**(473)**	**(925)**	**452**
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI			
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.336	1.841	-505
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	1.108	3.623	-2.515
Totale	**2.444**	**5.464**	**-3.020**
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	**10.228**	**22.049**	**-11.821**
Imposte sul reddito	5.368	8.088	-2.720
UTILE/PERDITA DELL'ESERCIZIO	**4.860**	**13.961**	**-9.101**
Di competenza:			
- azionisti Eni	4.771	13.887	-9.116

[18] Per un maggiore dettaglio si rinvia alla relazione Eni ai paragrafi "Altri proventi (oneri) operativi" e "Proventi (oneri) finanziari" della sezione del conto economico.

- interessenze di terzi	89	74	15
Utile per azione sull'utile dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)			
- semplice	1,41	3,96	-2,55
- diluito	1,40	3,95	-2,55

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Come anticipato, nel 2023 il Gruppo Eni ha chiuso il bilancio con un utile netto di 4.860 mln, rispetto ai 13.961 mln del 2022.

I risultati del 2023 sono stati conseguiti in un contesto di riferimento che ha visto l'indebolimento delle quotazioni delle principali *commodities*. Come già anticipato, dopo i sostanziali rialzi di prezzo che hanno fatto seguito all'aggressione militare dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio 2022 con valori prossimi ai massimi storici, il mercato petrolifero è entrato in una fase di recessione. Le quotazioni del greggio di riferimento Brent hanno perso circa il 18 per cento del loro valore dalla media di 101 $/bbl nel 2022 vs. 83 $/bbl in media nel 2023, alternando fasi di correzione più profonda a rimbalzi di breve durata influenzati dall'andamento degli indicatori economici congiunturali e dagli sviluppi geopolitici quali la ripresa delle tensioni in Medio Oriente. I prezzi del gas in Europa hanno evidenziato una correzione maggiore (in riduzione di oltre il 60 per cento rispetto al 2022) dovuta al mutamento sostanziale dei fondamentali per effetto di una stagione invernale mite, dell'aumento della produzione USA e delle esportazioni che hanno raggiunto valori *record* grazie all'entrata in esercizio di nuova capacità di liquefazione e di un corrispondente incremento dei terminali di ricezione in Europa, della riduzione strutturale dei consumi industriali, della competizione delle rinnovabili, nonché per effetto di adeguati livelli di stoccaggi.

L'utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni per l'esercizio 2023 è stato di 4.771 mln, in riduzione di 9 mld rispetto all'esercizio 2022, per effetto principalmente del minor contributo del *business* E&P, che ha risentito della flessione del prezzo del petrolio e delle quotazioni del gas naturale in tutte le aree geografiche, che hanno influito negativamente sui prezzi di realizzo della produzione, in particolare in Europa, nonché dei *business* della Chimica, a causa della flessione della domanda e dell'incremento della pressione competitiva da parte di prodotti più economici, e della Raffinazione che risente della contrazione degli *spread* tra

greggi pesanti/leggeri. Tale andamento è stato in parte compensato dalla solida *performance* del settore GGP.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

Vengono evidenziati nella tabella che segue i ricavi della gestione caratteristica, distinti per settori di attività:

Tabella 52 - Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

	2023	2022	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	23.903	31.194	-7.291	-23,37
Global Gas & LNG Portfolio	20.139	48.586	-28.447	-58,55
Enlive, Refining e Chimica	52.558	59.178	-6.620	-11,19
Plenitude & Power	14.256	20.883	-6.627	-31,73
Corporate e altre attività	1.972	1.886	86	4,56
Elisioni di consolidamento	(19.111)	(29.215)	10.104	34,58
Ricavi della gestione caratteristica	**93.717**	**132.512**	**-38.795**	**-29,28**
Altri ricavi e proventi	**1.099**	**1.175**	**-76**	**-6,47**
Totale ricavi	**94.816**	**133.687**	**-38.871**	**-29,08**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

I ricavi complessivi ammontano a 94.816 mln, evidenziando una diminuzione del 29 per cento rispetto al 2022, penalizzati dall'incertezza e volatilità dello scenario di riferimento e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3 per cento). I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2023 (93.717 mln) sono diminuiti di 38.795 milioni rispetto al 2022 (-29,3 per cento). Tale *trend* riflette gli effetti indotti dalla flessione dei prezzi del petrolio e del gas, che scontano il rallentamento economico dell'Europa, le incertezze sulla ripresa della Cina e le iniziative di gestione produttiva dell'OPEC+.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi, pari a 1.099 mln, sono sostanzialmente in linea rispetto al 2022 e includono il *recupero* della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in *leasing* di competenza dei *partner* delle *joint operation* non incorporate operate da Eni (121 mln), nonché proventi per canoni brevetti, licenze e *royalties*.

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

La posta, di 77.221 mln, è diminuita nell'esercizio in esame di 28.276 mln rispetto al 2022, pari al 26,8 per cento. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (73.836 mln) sono diminuiti del 28 per cento, principalmente per effetto della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti *long-term* e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Costo del lavoro

Il costo del lavoro (3.136 mln) è in aumento rispetto al 2022 (121 mln, pari al 4 per cento), principalmente a seguito del piano di interventi straordinari per i dipendenti del Gruppo in Italia attuato a fine 2023.

Ammortamenti, svalutazioni (riprese di valore) e radiazioni

Gli ammortamenti (7.479 mln) sono aumentati di 274 mln rispetto al 2022 (+3,8 per cento), principalmente nel settore E&P, per effetto degli avvii e *ramp-up* di nuovi progetti, parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro nonché nel settore Plenitude & Power a seguito dell'avvio di alcuni impianti. Le svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in *leasing* ammontano a 1.802 mln.

Le radiazioni (535 mln) 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 riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso relativi, in particolare, ad iniziative in Egitto, Messico, Mozambico, Marocco, Emirati Arabi e Libano, nonché titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti.

UTILE OPERATIVO

Il saldo operativo, nel 2023, risultato positivo per 8.257 mln, registra un peggioramento di 9.253 mln rispetto al 2022 (-53 per cento circa).

Nella tabella che segue, il saldo operativo viene distinto per settori di attività, evidenziando come il decremento più rilevante sia riconducibile al settore E&P.

Tabella 53 - Utile operativo

(milioni di euro)

	2023	2022	Var. ass.
Exploration & Production	8.549	15.963	-7.414
Global Gas & LNG Portfolio	2.431	3.730	-1.299
Enilive, Refining e Chimica	(1.397)	460	-1.857
Plenitude & Power	(464)	(825)	361
Corporate e altre attività	(943)	(1.956)	1.013
Effetto eliminazione utili interni	81	138	-57
Utile (perdita) operativo	**8.257**	**17.510**	**-9.253**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

La tabella seguente evidenzia l'utile operativo *adjusted* (che, come è noto, si calcola escludendo l'utile di magazzino e le voci straordinarie, rappresentate da oneri netti), pari a 13.805 mln, diminuito del 32 per cento rispetto alla corrispondente voce del 2022 (20.386 mln), che riflette il minor contributo dei *business* E&P, anche per effetto del deconsolidamento delle società operative angolane conferite alla JV Azule, e dei *business* della Raffinazione e della Chimica, in parte compensati dal risultato record del settore GGP e dalla *performance* positiva dei *business* Enilive e Plenitude & Power.

Tabella 54 - Utile operativo *adjusted*

(milioni di euro)

	2023	2022	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	**8.257**	**17.510**	**-9.253**	**-52,84**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	562	(564)	1.126	199,65
Esclusione *special item*	4.986	3.440	1.546	44,94
Utile (perdita) operativo *adjusted*	**13.805**	**20.386**	**-6.581**	**-32,28**
Dettaglio per settore di attività:				
Exploration & Production	9.934	16.469	-6.535	-39,68
Global Gas & LNG Portfolio	3.247	2.063	1.184	57,39
Enilive, Refining e Chimica	555	1.929	-1.374	-71,23
Plenitude & Power	681	615	66	10,73
Corporate e altre attività	(651)	(680)	29	4,26
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	39	(10)	49	490

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Nel 2023 il settore *Exploration & Production* ha registrato un utile operativo *adjusted* di 9.934 milioni, -39,7 per cento rispetto al 2022, a causa della flessione dei prezzi del petrolio in dollari (*marker* Brent -18 per cento) e dei prezzi di riferimento del gas in tutte le aree geografiche, che hanno influito negativamente sui prezzi di realizzo della produzione.

Nel 2023 il settore *Global Gas & LNG Portfolio* ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 3.247 milioni, in crescita del 57 per cento rispetto al 2022 (+1.184 mln rispetto al 2022) guidato dalle ottimizzazioni del portafoglio di gas naturale e GNL, rinegoziazioni contrattuali che hanno aiutato a compensare la contrazione delle importazioni dalla Russia, mantenendo stabilità e sicurezza delle forniture verso i mercati Europei. Il risultato riflette inoltre il positivo esito di una procedura di arbitraggio.

Il *business Enilive* ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 728 mln nell'esercizio 2023, +8 per cento rispetto al 2022, per effetto della solida *performance* del *Marketing*.

Il *business Refining* ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 441 mln nell'esercizio 2023, che si confronta con un utile di 1.511 milioni nell'anno 2022, negativamente influenzato dalla riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri e dai *crack spread* dei prodotti, in parte compensati dalla riduzione del costo delle *utilities* dovuta al calo dei prezzi del gas naturale.

Nel 2023 il *business* della Chimica ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 614 mln, in aumento rispetto alla perdita di 254 mln conseguita nell'esercizio 2022. Tale risultato riflette il calo della domanda in tutti i segmenti di *business* dovuto al rallentamento macroeconomico e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai *competitors* americani ed asiatici.

L'utile operativo *adjusted* del settore *Enilive*, *Refining* e Chimica pari a 555 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli *special item* di 1.348 mln e con l'esclusione della perdita da valutazione delle scorte di 604 mln.

Nel 2023, Plenitude ha registrato un utile operativo *adjusted* pari a 515 mln, in aumento del 49,3 per cento rispetto al 2022, grazie ai buoni risultati del *business retail* e al *ramp-up* della capacità installata e dei volumi di produzione da fonti rinnovabili.

Il *business Power* di produzione di energia da impianti a gas ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 166 mln, in riduzione di 104 mln rispetto all'anno 2022 che beneficiava di uno scenario prezzi particolarmente positivo.

L'utile operativo *adjusted* del settore *Plenitude & Power* pari a 681 mln è ottenuto con una rettifica positiva per gli *special item* di 1.145 mln.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Gli oneri finanziari netti di 473 mln registrano un decremento di 452 mln rispetto al 2022 a

seguito della riduzione degli oneri finanziari correlati all'indebitamento (+452 mln) principalmente dovuta all'andamento discendente della curva tassi presa a riferimento per il calcolo del *fair value* delle attività finanziarie di *trading* (+303 mln) e all'effetto sui proventi finanziari dei più elevati tassi medi sulle giacenze attive registrate nell'anno rispetto all'effetto sulle passività finanziarie che presentano tassi prevalentemente fissi (effetto netto di 220 mln). Tali fattori positivi sono stati in parte compensati dall'effetto negativo della variazione del *fair value* su strumenti derivati su tassi d'interesse (79 mln) privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting* previsto dallo IFRS 9.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni ammontano a 2.444 mln (a fronte di 5.464 mln nel 2022) e riguardano:

- le quote di competenza dei risultati dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi 1.336 mln, attribuibili essenzialmente alla rilevazione della quota di competenza della JV Vår Energi, Azule e di ADNOC Refinery, nonché la quota Eni del risultato della *joint venture* Saipem;
- i dividendi di 255 mln ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al *fair value* con imputazione nell'utile complessivo, principalmente la Nigeria LNG (179 mln) e la Saudi European Petrochemical Co. (55 mln);
- la plusvalenza di 420 mln relativa alla cessione del 49,9 per cento delle controllate Eni che gestiscono i gasdotti TTPC/Transmed e dei relativi diritti di trasporto di gas naturale importato dall'Algeria a seguito dell'accordo con Snam Spa, nonché la plusvalenza relativa alla valutazione al *fair value* della partecipazione mantenuta nella società conferitaria iscritta negli "Altri proventi netti".

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si riducono di 2.720 mln (da 8.088 mln nel 2022 a 5.368 mln nel 2023). Le imposte sul reddito del 2022 comprendevano l'imposta straordinaria di solidarietà per l'anno 2022 introdotta in Italia dalla legge 20 maggio 2022, n. 51, nonché un'addizionale d'imposta sui profitti energetici nel Regno Unito ed il contributo straordinario previsto dalla legge 29 dicembre 2022, n. 197 (Finanziaria 2023), calcolato sul reddito imponibile 2022, al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione. Il *tax rate reported* si attesta a circa il 53 per cento

per effetto: (i) dell'impatto del calo dei prezzi del petrolio e del gas; (ii) dell'impatto dell'imposta sui profitti energetici del Regno Unito, efficace dal terzo trimestre 2022; e (iii) dell'impatto di alcuni costi non deducibili (per esempio le radiazioni di costi esplorativi). Su base *adjusted*, il *tax rate* si ridetermina in circa il 44 per cento.

8.5 Il rendiconto finanziario consolidato

Il rendiconto finanziario riclassificato, di seguito riportato, viene elaborato dalla Società allo scopo di permettere 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.

Tale collegamento è operato tramite il "*free cash flow*", che costituisce l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.

Lo schema di rendiconto finanziario riclassificato è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Tabella 55 - Rendiconto finanziario consolidato riclassificato

(milioni di euro)

	2023	2022	Var. ass.
Utile (perdita) netto	**4.860**	**13.961**	**-9.101**
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	7.781	4.369	3.412
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(441)	(524)	83
- dividendi, interessi e imposte	5.596	8.611	-3.015
Variazione del capitale di esercizio	1.811	(1.279)	3.090
Dividendi incassati da partecipate	2.255	1.545	710
Imposte pagate	(6.283)	(8.488)	2.205
Interessi (pagati) incassati	(460)	(735)	275
Flusso di cassa netto da attività operativa	**15.119**	**17.460**	**-2.341**
Investimenti tecnici	(9.215)	(8.056)	-1.159
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.592)	(3.311)	719
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	596	1.202	-606
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento	(348)	2.361	-2.709
Free cash flow	***3.560***	***9.656***	***-6.096***
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	2.194	786	1.408
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	315	(2.569)	2.884
Rimborso di passività per beni in *leasing*	(963)	(994)	31

Flusso di cassa del capitale proprio	(4.882)	(4.841)	-41
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(138)	0
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	(62)	16	-78
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	**24**	**1.916**	**-1.892**
Flusso di cassa netto *ante* variazione circolante al costo di rimpiazzo *adjusted*	**16.498**	**20.380**	**-3.882**
Free cash flow	***3.560***	***9.656***	***-6.096***
Rimborso di passività per beni in *leasing*	(963)	(994)	31
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(234)	(512)	278
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(155)	142	-297
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(1.061)	(1.352)	291
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.882)	(4.841)	-41
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(138)	0
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO *ANTE* PASSIVITÀ PER *LEASING*	**(3.873)**	**1.961**	**-5.834**
Rimborsi *lease liability*	963	994	-31
Accensioni del periodo e altre variazioni	(1.348)	(608)	-740
Variazione passività per beni in *leasing*	**(385)**	**386**	**-771**
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO *POST* PASSIVITÀ PER *LEASING*	**(4.258)**	**2.347**	**-6.605**

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni.

Il flusso di cassa netto da attività operativa dell'esercizio 2022 è stato di 15.119 mln, con un decremento di 2.341 mln rispetto al 2022 (-13 per cento) e include 2.255 mln di dividendi incassati dalle partecipate, principalmente Azule Energy, Vår Energi e Adnoc R&T. Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato impattato dalla riduzione di circa 0,5 mld della manovra *factoring* rispetto all'ammontare di crediti commerciali ceduti a fine 2022.

Prima della variazione del capitale circolante al costo di rimpiazzo e di alcune rettifiche, il flusso di cassa netto da attività operativa si ridetermina in 16.498 mln nell'anno. Tali rettifiche comprendono: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di *performance* del *management*, che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, il *fair value* dei derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting*, o ripartiti proporzionalmente per competenza, nonché accantonamenti a fondo rischi straordinari (ad esempio relativi agli accantonamenti per il *decommissioning* delle raffinerie o alle perdite attese su crediti a causa di eventi al di fuori del rapporto commerciale). Esclude inoltre il pagamento relativo alla *windfall tax* straordinaria italiana di 0,4 mld istituita dalla Legge di Bilancio 2023, calcolato sull'utile *ante* imposte 2022 e stanziato nel bilancio 2022.

Secondo quanto indicato nel conto finanziario consolidato non riclassificato, le disponibilità liquide sono aumentate a 10.205 mln (10.181 mln nel 2022). Gli importi non coincidono con quelli inclusi nello stato patrimoniale consolidato (10.193 nel 2023; 10.155 mln nel 2022). Il differenziale positivo (12 mln per il 2023 e 26 mln nel 2022) è costituito da disponibilità liquide di società consolidate destinate alla vendita, incluse nello stato patrimoniale nella voce "Attività destinate alla vendita".

9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

1. Eni Spa è un'azienda globale dell'energia e svolge attività di esplorazione, estrazione e produzione, nonché di distribuzione e commercializzazione di prodotti energetici; è anche impegnata nello sviluppo di processi di economia circolare.

È società emittente titoli, con azioni quotate sull'Euronext Milan gestito da Borsa Italiana Spa e con titoli quotati negli Stati Uniti sul New York Stock Exchange; pertanto, è tenuta ad osservare le relative disposizioni, tra cui quelle recate dal decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 per il profilo italiano e dalla legge Sarbanes-Oxley Act del 2002 per il profilo statunitense, con le conseguenti implicazioni sul piano organizzativo.

Al 31 dicembre 2023 il Gruppo Eni Spa è presente in 61 Paesi con 33.142 dipendenti, di cui 21.749 in Italia e 11.393 all'estero. A tale data la Società controlla, come Capogruppo, 435 società (119 in Italia e 316 all'estero) e detiene partecipazioni in ulteriori 144 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*), di cui 37 in Italia e 107 all'estero, e altre 25 partecipazioni rilevanti (3 in Italia e 22 all'estero).

La partecipazione azionaria, diretta o indiretta, è soggetta al limite statutario del tre per cento del capitale sociale (art. 6.1 dello statuto), in attuazione dell'art. 3 del decreto-legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, poi modificato dall'art. 3, comma 5, lettere a) e b), del decreto-legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 maggio 2012, n. 56, il quale stabilisce che le società operanti, tra gli altri, nel settore dell'energia possono introdurre nello statuto un limite massimo di possesso azionario non superiore al cinque per cento riferito al singolo socio.

La partecipazione azionaria superiore al tre per cento non incide sull'esercizio dei diritti patrimoniali, ma non consente, con riguardo alle azioni eccedenti il limite stesso, l'esercizio del diritto di voto e di qualunque altro diritto diverso da quello patrimoniale.

Da tale limite sono escluse, ai sensi dell'art. 32 dello statuto, secondo quanto previsto dal sopra citato art. 3 del decreto-legge n. 332 del 1994, le partecipazioni al capitale Eni detenute dal Ministero dell'economia e delle finanze, da enti pubblici, o da soggetti da questi controllati (come Cassa depositi e prestiti Spa).

Il citato Ministero, in forza della partecipazione detenuta sia direttamente (con il 4,67 per cento), sia indirettamente (con il 27,73 per cento) tramite Cassa depositi e prestiti Spa, società controllata dallo stesso Ministero, dispone quindi dei voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria della Società.

Eni non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento, ai sensi dell'art. 2497 del codice civile, da parte dello stesso Ministero e di Cdp Spa.

2. Dopo che, nel febbraio 2022, in conseguenza dell'avvio del conflitto in Ucraina, i prezzi del petrolio hanno raggiunto i massimi storici, il mercato petrolifero è entrato in una fase di ribasso. Le quotazioni del greggio di riferimento Brent hanno perso circa il 18 per cento del loro valore passando dalla media di 101 $/bbl nel 2022 a 83 $/bbl in media nel 2023, alternando fasi di correzione più profonda a rimbalzi di breve durata, influenzati dall'andamento degli indicatori economici congiunturali e da sviluppi geopolitici quali la ripresa delle tensioni in Medio Oriente.

I prezzi del gas naturale hanno registrato una correzione ancora più accentuata (in riduzione di oltre il 60 per cento rispetto al 2022), dopo aver raggiunto valori *record* durante l'estate 2022.

In relazione all'urgenza dettata dal cambiamento climatico, Eni sta attuando una strategia di lungo termine finalizzata a trasformare il modello di *business* in chiave sostenibile, per conseguire l'obiettivo di "neutralità carbonica" al 2050, in linea con gli impegni della comunità internazionale presi in occasione dell'Accordo di Parigi sul clima.

Nel complesso, il Gruppo nel 2023 ha conseguito un utile netto pari a 4,86 miliardi (rispetto ai 13,96 del 2022) e un flusso di cassa operativo di 15,12 miliardi, diminuito di 2,34 miliardi rispetto al 2022.

In ordine ai principali risultati conseguiti nel 2023 nei settori operativi in cui si articola l'attività di Eni, il settore *Exploration & Production* ha registrato un utile operativo *adjusted* di 9.934 milioni, -39,7 per cento rispetto al 2022, a causa della flessione dei prezzi del petrolio in dollari (*marker* Brent -18 per cento) e dei prezzi di riferimento del gas in tutte le aree geografiche, che hanno influito negativamente sui prezzi di realizzo della produzione.

Il settore *Global Gas & LNG Portfolio* ha conseguito un utile operativo *adjusted* di 3.247 milioni, in crescita del 57 per cento rispetto al 2022 (+1.184 milioni rispetto al 2022) guidato dalle ottimizzazioni del portafoglio di gas naturale e GNL, rinegoziazioni contrattuali che hanno

aiutato a compensare la contrazione delle importazioni dalla Russia. L'esercizio chiude con un utile netto *adjusted* di 2.373 milioni rispetto all'utile di 982 milioni del 2022.

Il *business* Enilive ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 728 milioni nell'esercizio 2023, +8 per cento rispetto al 2022, per effetto della solida *performance* del *Marketing*.

Il *business Refining* ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 441 milioni, che si confronta con un utile di 1.511 milioni nell'anno 2022, negativamente influenzato dalla riduzione dei differenziali tra greggi pesanti e leggeri.

Il *business* della Chimica ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 614 milioni, in aumento rispetto alla perdita di 254 milioni conseguita nell'esercizio 2022.

L'utile netto *adjusted* del settore *Enilive, Refining* e Chimica si attesta a 670 milioni rispetto all'utile di 1.914 milioni del 2022.

Nel 2023 *Plenitude* ha registrato un utile operativo *adjusted* pari a 515 milioni, in aumento del 49,3 per cento rispetto al 2022, grazie ai buoni risultati del *business retail* e al *ramp-up* della capacità installata e dei volumi di produzione da fonti rinnovabili, confermando il valore del modello di *business* integrato.

L'utile netto *adjusted* del settore *Plenitude & Power* di 414 milioni è in aumento del 4,3 per cento rispetto al 2022 (utile netto *adjusted* di 397 milioni).

Il Piano Strategico 2023-2026, comunicato da Eni a febbraio 2023, prevede una strategia focalizzata su sicurezza energetica e accessibilità attraverso la diversificazione geografica e tecnologica. Eni persegue questi obiettivi facendo leva sull'*upstream* e sulle *partnership* con Paesi produttori per reperire opportunità di forniture di gas alternative e addizionali e accelerando i propri obiettivi di decarbonizzazione, per abbattere le emissioni *Scope* 1, 2 e 3.

La produzione *Upstream* è prevista crescere a un tasso medio annuo del 3-4 per cento, fino al 2026, per poi stabilizzarsi fino al 2030. La quota di produzione del gas dovrebbe salire al 60 per cento entro il 2030. È confermato l'obiettivo di zero emissioni nette *Upstream Scope* 1 + 2 entro il 2030.

3. Nel 2023 la consistenza media del personale in servizio presso Eni Spa risulta in riduzione rispetto al 2022 (-1.232 risorse medie); il costo del lavoro passa da 1.231 milioni a 1.166, con una diminuzione di 65 mln rispetto al 2022, principalmente per effetto del decremento dell'occupazione media.

La forza lavoro del Gruppo, a fine 2023, era di 32.321 risorse, di cui 21.336 in Italia (66 per cento) e 10.985 all'estero (34 per cento). Nel 2023 l'occupazione complessiva aumenta di 945 unità rispetto al 2022, pari a +3 per cento, con una crescita sia in Italia (+865 dipendenti), sia all'estero (+80 dipendenti). Il costo del lavoro del Gruppo, nel 2023, è in aumento rispetto al 2022 (+121 milioni, pari al 4 per cento), principalmente a seguito del piano di interventi straordinari.

4. In ordine ai principali risultati economico-finanziari, Eni Spa chiude l'esercizio 2023 con un utile netto di 3.272 mln, con un decremento di 2.131 mln rispetto al 2022.

Il patrimonio netto di Eni è pari a 51.019 mln rispetto ai 52.520 mln nel 2022, in riduzione del 2,86 per cento.

5. Il Gruppo Eni ha chiuso il bilancio con un utile netto di 4.860 mln in forte riduzione rispetto all'utile di 13.961 mln del 2022, con una riduzione del 9,12 per cento.

Nel 2023 l'utile operativo *adjusted* è pari a 13.805 mln, con una riduzione di 6.581 mln rispetto al 2022 in cui era stato di 20.386 mln.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2023 sono stati di 93.717 mln (132.512 mln nel 2022) con una riduzione del 38,795 per cento.

L'utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni per l'esercizio 2023 è stato di 4.771 mln in riduzione di 9.116 mln rispetto al 2022, esercizio in cui era stato di 13.301 milioni.

Il flusso di cassa netto da attività operativa dell'esercizio 2023 è stato pari a 15.119 mln, con un decremento di 2.341 mln rispetto al 2022 e include 2.255 mln di dividendi incassati da partecipate.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2023 è pari a 16.235 mln, in aumento di 4.258 mln rispetto al 2022. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 28.729 mln, di cui 7.013 mln a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 2.921 mln) e 21.716 mln a lungo termine.

Il patrimonio netto consolidato è di 53.644 mln, e registra una riduzione del 2,87 per cento rispetto al precedente esercizio (55.230 mln).

In conclusione, va rilevato che, in un contesto di mercato complessivamente incerto, i risultati dell'esercizio 2023 sono stati comunque positivi, seppure più modesti rispetto all'esercizio

precedente, sostenuti dall'efficacia operativa, dal controllo dei costi, e da un'attenta gestione dei rischi.

CORTE DEI CONTI – SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

CORTE DEI CONTI