

dicembre 2021 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €106 milioni (€64 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €1 milione come impegno economico).

I rischi di €674 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI
- Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie. In data 7 aprile 2021 la tratta Treviglio-Brescia è stata favorevolmente collaudata e rimangono da eseguire delle attività residuali incluse nell'Atto di Sottomissione sottoscritto in data 28 gennaio 2020. Relativamente alla Tratta Brescia Est-Verona nel corso del 2021 si è registrato un avanzamento della produzione pari al 28%;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "beneficiation" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Eni Rewind SpA). Dal 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste;
- gli impegni con il Ministerio de Hacienda de la Republica Argentina derivanti dalla concessione esplorativa entro il perimetro dell'area Blocco 124 - Ronda Cosa Afuera nei limiti della quota di partecipazione della controllata Eni nel Consorzio;
- in data 5 febbraio 2021 è stato stipulato da EniServizi SpA (EniServizi) per conto di Eni SpA (Eni) un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Poiché nemmeno tale nuova data di consegna è stata rispettata, a decorrere dal 1° gennaio 2022 Eni SpA avrebbe titolo per applicare alla Proprietà penali per ritardata consegna del complesso immobiliare. In tale contesto, la Proprietà ha lamentato il fatto che i ritardi non sarebbero a sé interamente imputabili, quanto meno per la realizzazione del complesso immobiliare (non anche per le opere pubbliche), per via del fatto che i lavori sono stati rallentati da: (i) gli effetti della crisi pandemica, (ii) presunti difetti rilevati in relazione a lavori propedeutici alla cessione dell'area e (iii) presunti vizi progettuali. Anche sulla base di tali doglianze, con comunicazioni di novembre e dicembre 2021, la Proprietà ha manifestato l'intenzione di addebitare ad EniServizi e/o Eni almeno parte delle riserve che il suo appaltatore ha formulato nei confronti della Proprietà medesima pari, ad oggi, a circa €117 milioni. A tal riguardo, ferma la completa terzietà ed estraneità di Eni ed EniServizi rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo appaltatore (ribadita in molteplici comunicazioni), rilevano i seguenti aspetti: i ritardi a vento titolo nei fatti di cui

punti (i) e (ii) sono già stati oggetto di transazione nel citato accordo del 5 febbraio 2021 e quindi riassorbiti nella data di consegna del 31 dicembre 2021; quanto al punto (iii), la Proprietà in sede di contratto di acquisto dell'area dichiarò di aver accettato il progetto senza alcuna riserva né eccezione, assumendosi comunque ogni conseguente rischio e responsabilità, nonché accettando espressamente di non avere titolo a qualsivoglia maggiore pagamento, indennizzo o proroga di termini in dipendenza del contenuto del progetto o di errori, omissioni o altri difetti del progetto. Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale promossa da controparte.

Gli impegni e le manleva per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- il ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI⁵

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni

Corporate, Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società Eni italiane e non italiane, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora 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. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrativo, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting e dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi

(5) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguitamento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: (i) sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); (ii) sul risultato economico e patrimonio netto di bilancio per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni

e la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguitamento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle

seguenti categorie di esposizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stocaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del CdA. Sempre previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi,

energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per Portafoglio espresso in USD.

Al 31 dicembre 2021 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A-/BBB+ in linea con quello di fine 2020.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2021 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2020) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse:

(Value at risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	4,90	0,89	1,85	2,70	3,33	0,77	1,32	0,96
Tasso di cambio ^(a)	0,14	0,04	0,09	0,04	0,34	0,03	0,15	0,09

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(b)	33,06	0,70	17,93	0,70	8,52	0,94	3,92	0,96

(b) Il perimetro consiste nelle unità di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing e Green\Traditional Refining&Marketing. Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti gli strumenti finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GPP, Power G&M e GTR&M nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,40	0,29	0,33	0,30	0,37	0,29	0,32	0,30

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(\$ milioni)	2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica Portafoglio USD ^(b)	0,14	0,05	0,11	0,13	0,07	0,03	0,05	0,05

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentratrice prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistiche. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando un modello di rating interno.

zando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (c.d. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets (EGEM) e da Eni Trade & Biofuels (ETB) ed ETS Inc. per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvenza che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali)

ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

Eni 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 2021 il programma risulta utilizzato per circa €16,4 miliardi (di cui Eni SpA €14,1 miliardi).

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stable per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2021 S&P ha rivisto l'outlook di Eni da Negativo a Stabile.

A maggio 2021 Eni ha collocato due emissioni obbligazionarie subordinate ibride del valore nominale complessivo di 2 miliardi di euro, che si aggiungono a quelle già emesse ad ottobre 2020 del valore complessivo di 3 miliardi di euro. Si tratta di strumenti perpetui con opzioni di rimborso anticipato a favore dell'emittente che a fini IFRS sono considerati al 100% Equity. Le agenzie di rating assegnano alle obbligazioni un rating di Baa3 / BBB / BBB (Moody's / S&P / Fitch) ed un "equity credit" del 50%.

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes, a giugno 2021 Eni ha emesso un bond sustainability-linked del valore complessivo di €1,0 miliardo. Tale bond rappresenta la prima emissione obbligazionaria sustainability-linked del settore ed è collegata al raggiungimento di obiettivi di sostenibilità relativi a Net Carbon Footprint upstream (Scope 1 e 2) e capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Al 31 dicembre 2021, Eni SpA dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €6.073 milioni. Le linee di credito committed totali sono pari a €5.000 milioni, di cui non utilizzate per €2.800 milioni, interamente scadenti oltre 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI
 Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(\$ milioni)	Anni di scadenza						
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
31.12.2021							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.369	4.211	2.184	2.072	2.991	9.235	22.062
Passività finanziarie a breve termine	5.866						5.866
Passività per beni in leasing	375	318	255	244	198	924	2.314
Passività per strumenti finanziari derivati	15.220	1.633	162	3	22	46	17.086
	22.830	6.162	2.601	2.319	3.211	10.205	47.328
Interessi su debiti finanziari	395	386	313	291	235	788	2.408
Interessi su passività per beni in leasing	67	57	48	41	33	118	364
	462	443	361	332	268	906	2.772
(\$ milioni)	Anni di scadenza						
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.661	2.285	3.446	2.034	2.222	10.166	21.814
Passività finanziarie a breve termine	3.929						3.929
Passività per beni in leasing	407	311	300	241	230	1.075	2.564
Passività per strumenti finanziari derivati	1.248	143	39	1	64	139	1.634
	7.245	2.739	3.785	2.276	2.516	11.380	29.941
Interessi su debiti finanziari	446	387	376	303	279	972	2.763
Interessi su passività per beni in leasing	85	67	56	47	39	149	443
	531	454	432	350	318	1.121	3.206

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(\$ milioni)	Anni di scadenza			
	2022	2023-2026	Oltre	Totale
31.12.2021				
Debiti commerciali		8.770		8.770
Altri debiti e anticipi		751	31	821
	9.521	31	39	9.591
(\$ milioni)	Anni di scadenza			
	2021	2022-2025	Oltre	Totale
31.12.2020				
Debiti commerciali		3.475		3.475
Altri debiti e anticipi		678	31	736
	4.153	31	27	4.211

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI⁶

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sot-

tostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(6) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 23 - Fondi per benefici ai dipendenti.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	57	89	95	104	183	2.729	3.257
Costi relativi a fondi ambientali	166	126	104	86	41	156	679
Impegni di acquisto ^(b)	25.764	19.045	15.882	13.063	10.224	66.504	150.482
- Gas							
Take-or-pay	24.806	18.503	15.369	12.623	9.936	66.048	147.285
Ship-or-pay	958	542	513	440	288	456	3.197
Altri impegni, di cui:	2					124	126
Memorandum di intenti Val d'Agri	2					104	106
Altri						20	20
Totale	25.989	19.260	16.081	13.253	10.448	69.513	154.544

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €3,3 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai pro-

getti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale	
Impegni per progetti committed	559	505	265	153	202	1.684	

ALTRI INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021				2020		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Conto economico	Proventi (oneri) rilevati a
			Altre componenti dell'utile complessivo	Altre componenti dell'utile complessivo			
Strumenti finanziari derivati:							
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	(1.866)	(2.581)			(372)	(393)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	(711)	102			85	6	702
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:							
- Titoli	20				20		
Strumenti finanziari destinati al trading:							
- Titoli ^(c)	5.855	11			5.020	26	
Partecipazioni valutate al fair value:							
- Partecipazioni minoritarie	11				1	10	(8)
- Altre imprese disponibili per la vendita		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato							
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	12.992	(27)			3.756	(33)	
- Crediti finanziari ^(e)	7.451	844			9.177	(287)	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	(9.521)	(177)			(4.153)	40	
- Debiti finanziari ^(e)	(28.040)	(700)			(25.843)	(206)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €2.380 milioni di oneri (oneri per €182 milioni nel 2020) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €201 milioni di oneri (oneri per €211 milioni nel 2020).

(b) Gli effetti a conto economico della quota ineficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversi a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi", oneri per €529 milioni nel 2021 (oneri per €1.131 milioni nel 2020).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €76 milioni di oneri (oneri per €9 milioni nel 2020) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €49 milioni di proventi (oneri per €24 milioni nel 2020).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

INFORMAZIONI SULLE VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2021 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2021			2020		
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie destinate al trading	5.303	552		4.766	254	
Strumenti finanziari derivati non di copertura	5	12.205	2	2	865	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		391			142	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie				11		10
Altre attività finanziarie - Titoli	20			20		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.906			303	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge					35	
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura	3	14.198			1.174	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		1.019			73	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.783			368	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		83			19	

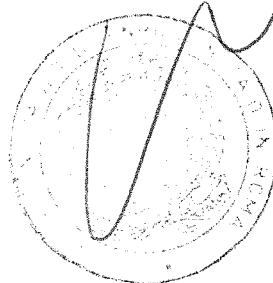
Nel corso dell'esercizio 2021 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

CONTENZIOSI

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salvo diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

REGOLAMENTAZIONE IN MATERIA AMBIENTALE

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2021, a fronte di 4,51 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,74 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,77 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.



AC

414

05001423

28 RICAVI

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2021	2020
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Gas naturale	15.339	5.113
Prodotti Petroliferi	13.674	8.348
Energia elettrica e utility	3.883	1.793
GNL	3.196	814
Greggi	731	448
Gestione sviluppo sistemi informatici	109	96
Vettoriamento gas su tratte estere	46	63
Altre vendite e prestazioni	1.280	1.345
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	38.258	18.020
	(9)	(3)
	38.249	18.017

(€ milioni)	2021	2020
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio ^(a)	81	152
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	30	(17)
	111	135

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2021	2020
Accise su prodotti petroliferi	(8.501)	(7.616)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.820)	(1.473)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(449)	(313)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(272)	(220)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(194)	(85)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(7)	
	(11.236)	(9.714)

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2021	2020
Proventi per attività in joint venture	47	31
Locazioni, affitti e noleggi	44	36
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	11	14
Indennizzi	1	94
Altri proventi	371	230
	474	405

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

29 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2021	2020
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	28.526	12.215
Costi per servizi	4.873	4.163
Costi per godimento di beni di terzi	312	181
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	357	491
Variazioni rimanenze	(1.613)	969
Altri oneri	672	378
	33.127	18.397

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2021	2020
Gas naturale	15.648	4.672
Materie prime, sussidiarie	7.802	4.291
Prodotti	4.375	2.737
Semilavorati	497	328
Materiali e materie di consumo	416	320
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(174)	(111)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(38)	(22)
	28.526	12.215

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2021	2020
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	1.129	461
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.123	1.046
Progettazione e direzione lavori	449	487
Manutenzioni	369	337
Consulenze e prestazioni professionali	343	230
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	320	330
Trasporti e movimentazioni	284	240
Costi di vendita diversi	203	168
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	198	188
Compensi di lavorazione	170	224
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	116	127
Viaggi, missioni e altri	90	96
Postali, telefoniche e ponti radio	82	85
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	62	57
Servizi di modulazione e stoccaggio	57	109
Altri	728	685
a dedurre:	5.723	4.870
Servizi per investimenti	(629)	(520)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(221)	(187)
	4.873	4.163

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €115 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €312 milioni compren-

dono royalties su prodotti petroliferi estratti per €184 milioni (€97 milioni al 31 dicembre 2020).

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €357 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e

oneri sono indicate alla nota n. 22 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €672 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€144 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali

zionali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€48 milioni).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Salari e stipendi	890	892
Oneri sociali	252	252
Oneri per benefici ai dipendenti	172	106
Costi personale in comando	26	35
Altri costi	75	96
	1.415	1.381
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(93)	(111)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(31)	(27)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(5)	(5)
	1.286	1.238

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 23 - Fondi per benefici ai dipendenti.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2021	2020
Dirigenti	606	613
Quadri	4.538	4.691
Impiegati	5.880	6.050
Operai	972	984
	11.996	12.338

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

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili

dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib

di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")⁷ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento⁸; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analogia variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'intensità delle Emissioni di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq./kboe), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di eco-

nomia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione. Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione; (ii) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione; (iii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020; €13,714, per l'attribuzione 2019), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021, 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 e 6,1% per l'attribuzione 2019 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (44% e 45% per l'attribuzione 2021; 41% e 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (c.d. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a €13,4 milioni (€5,4 milioni nel 2020) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (c.d. key management per-

sonnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €42 milioni e €54 milioni rispettivamente per il 2021 e il 2020 e si analizzano come segue:

(7) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.
 (8) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una c.d. market condition.

(€ milioni)	2021	2020
Salari e stipendi	26	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	14	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	16	
	42	54

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €10,13 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €401 mila (art. 2427, n.16 del Codice civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente

natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

30 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	2.049	2.213
Oneri finanziari	(2.066)	(2.749)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	11	26
	(6)	(510)
Strumenti finanziari derivati	(201)	211
	(207)	(299)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(406)	(427)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(91)	(88)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(76)	(88)
Interessi attivi su depositi e c/c	6	6
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	11	26
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	67	67
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(8)	(8)
	(497)	(512)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.544	1.460
Differenze attive da valutazione	302	573
Differenze passive realizzate	(1.258)	(1.492)
Differenze passive da valutazione	(250)	(706)
	338	(165)
Altri proventi (oneri) finanziari.		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(19)	(34)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	102	130
Commissioni per servizi finanziari	24	24
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(3)	(3)
Altri proventi	8	9
Altri oneri	(12)	(18)
	100	108
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	53	59
	(6)	(510)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

85.000 (728)

419

Gli strumenti finanziari derivati, negativi di €201 milioni, sono indicati alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting. I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

31 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Dividendi	6.006	8.914
Plusvalenze nette da vendite	21	
Altri proventi	2.281	5
Totale proventi	8.308	8.919
Svalutazioni e altri oneri	(1.390)	(2.400)
	6.918	6.519

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Dividendi		
Eni International BV	5.225	7.990
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	185	150
EniPower SpA	164	92
Eni Global Energy Markets SpA	145	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	70	157
Eni Insurance DAC	57	65
Eni Trade & Biofuels SpA	56	
Ecofuel SpA	24	30
Raffineria di Gela SpA	19	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	18	8
Eni Finance International SA	11	29
Eni International Resources Ltd	9	24
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	8	
Norpipe Terminal Holdco Ltd	5	4
Transmed SpA	4	5
Eni Fuel SpA	4	3
LNG Shipping SpA	2	6
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione		186
Eni Angola SpA		134
Floater SpA		28
Saipem SpA		9
	6.006	8.914
Plusvalenze nette da vendite		
Unión Fenosa Gas SA	21	21
Altri proventi		
Ripresa di valore Eni Investments Plc	910	
Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc	747	
Ripresa di valore Eni Angola SpA	355	
Ripresa di valore Unión Fenosa Gas SA	200	
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	53	
Ripresa di valore Floater SpA	10	
Utilizzo Fondo copertura perdite Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	6	
Altri proventi		
Totale proventi	2.281	8.308
		8.919

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
Svalutazioni		
Saipem SpA	510	291
Versalis SpA	454	471
Eni España Comercializadora de Gas SAU	95	
LNG Shipping SpA	29	12
Raffineria di Gela SpA	34	
EniProgetti SpA	21	17
Eni Mozambico SpA	15	9
EniServizi SpA	3	2
Servizi Aerei SpA	1	12
Società Petrolifera Italiana SpA	1	1
Eni Timor Leste SpA	1	
Eni Investments Plc		620
Eni Petroleum Co Inc		457
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		213
Eni Rewind SpA		190
Unión Fenosa Gas SA		85
Agenzia Giornalistica Italia SpA		6
Eni New Energy SpA		6
Eni West Africa SpA		1
Altre minori	1	1
	1.165	2.394
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Eni Rewind SpA	209	
Perdite su partecipazione EniProgetti SpA	9	
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	4	
Perdite su partecipazione Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		6
Altri oneri	3	
	225	6
Totale oneri	1.390	2.400

3.2 IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2021	2020
IRES	(1)	66
IRAP	(19)	(2)
Addizionale Legge n. 7/09	(97)	
Totale imposte correnti	(117)	64
Imposte differite	4	(76)
Imposte anticipate ^(a)	473	(660)
Totale imposte differite e anticipate	477	(736)
Totale imposte estere	(6)	(13)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	354	(685)
Imposte correnti relative alla joint operation	(2)	(2)
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	43	59
Totale imposte sul reddito joint operation	41	57
	395	(628)

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 17 - Attività per imposte anticipate.

L'ultimo esercizio definito da Eni SpA con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2015. Per effetto delle previsioni dei cosiddetti provvedimenti COVID, in ultimo la Legge 26 febbraio 2021 n. 21, gli atti di accertamento relativi all'IRES, IRAP e IVA per l'esercizio 2015 possono essere notificati fino al 28 febbraio 2022. Per effetto dell'allungamento dei termini ordinari di

decadenza dell'accertamento introdotti dalla Legge 208/2015, il termine per la notifica degli atti di accertamento del 2016 scade il 31 dicembre 2022.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

(€ milioni)	2021		2020	
	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	7.280	24,00%	1.747	2.235
Differenza tra valore e costi della produzione	569	4,96%	28	(3.985)
Aliquota teorica		24,39%		24,00%
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- dividendi esclusi da tassazione	-19,05%			-91,00%
- cessioni pex	-0,06%			
- perdite fiscali società consolidate	-1,52%			1,90%
- valutazione partecipazioni	-3,00%			25,72%
- valutazione anticipate	-7,84%			71,15%
- perdita fiscale per imposte passati esercizi	-0,04%			-2,13%
- addizionale IRES Legge 7/2009	1,33%			
- altre variazioni	0,36%			-1,54%
Aliquota effettiva	-5,43%			28,10%

33 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, rife-

ribili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2021 con:

- Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€3 milioni);
- Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni);
- fondo pensione dirigenti (€23 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2021

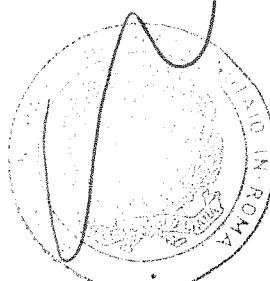
Denominazione	Denominazione	31.12.2021					2021		Altri proventi (oneri) operativi
		(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		4					13.903	10	
Agip Karachaganak BV		5	1				3.051	11	1
Aldro Energía y Soluciones SLU							85		
Ecofuel SpA		6	9				32	4	133
Eni Abu Dhabi BV		6	2				48.559	28	2
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV							3.532		
Eni Algeria Exploration BV		6	1				95	10	
Eni Angola Exploration BV		4					81	8	
Eni Angola SpA		37					2.998	71	
Eni Austria GmbH		11					12	107	
Eni Deutschland GmbH		102	2				7	713	13
Eni España Comercializadora De Gas SAU		92	2	10	54	28	803	6	(158)
Eni Finance International SA		2		60	36			3	
Eni Fuel SpA		761	34				57	2.194	12
Eni gas & power France SA		323		212	289	98	1.192		(123)
Eni Global Energy Markets SpA		2.890	2.455	10.143	11.889	1.959	5.893		(2.091)
Eni Hewett Limited							130		
Eni Indonesia Limited		6	14				6	34	87
Eni Insurance Designated Activity Company		1					57	1	34
Eni International BV		1					177	2	
Eni Lasmo plc							571		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		33	61				25	94	281
Eni México, S.de RL de CV		14					224	42	
Eni Muara Bakau BV		6	13					11	134
Eni North Africa BV		9	14				23	26	115
Eni Petroleum Co. Inc.		12	1				163	21	3
Eni Petroleum US LLC							403		
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)		449	18	3.918	4.653	1.121	2.455		(1.169)
Eni Rewind SpA		27	151				838	54	325
Eni Suisse SA		17	1					177	3
Eni Trade & Biofuels SpA		495	1.491	5	3	2.793	2.463	9.612	(1)
Eni Trading & Shipping Inc							721		
Eni UK Limited		12	2				143	27	5
Eni ULX Limited							264		
Eni US Operating Co. Inc.							618		
Eni USA Gas Marketing LLC							1.275		
EniPower Mantova SpA		20	64				6	21	211
EniPower SpA		61	227				10	114	821
EniProgetti SpA		10	39				12	23	99
EniServizi SpA		17	22				11	48	123
Ieoc Production BV		24	2					76	2
LNG Shipping SpA		12	2				30	18	89
Nigerian Agip Oil Company Limited		42					72	44	-
Raffineria di Gela SpA		37	40				68	80	177
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		11	16						153
Versalis France SAS							95		
Versalis SpA		269	25	1			160	867	87
Altre*		148	76				551	391	186
		5.982	4.785	14.349	16.924	85.064	18.136	12.714	(3.542)

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2021				2021		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Ltd							65	
Angola LNG Supply Services LLC						179		
Società EniPower Ferrara Srl	12	65			5	20	187	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	6	396				18	12	
Vår Energi AS	21	109			293	41	596	
Altre*	80	59			13	85	142	
	119	629			490	164	1.002	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Snam	153	151				139	1.013	
GSE - Gestore Servizi Elettrici	156	64				2.073	636	
Gruppo Terna	20	5		7		14	50	4
Altre imprese a controllo statale*	6	17				9	59	
	335	237		7		2.235	1.758	4
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati								
		2					31	
	6.436	5.653	14.349	16.931	85.554	20.535	15.505	(3.538)

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.



Se

ESERCIZIO 2020

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2020					2020	
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ⁽¹⁾	Costi ⁽¹⁾
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	3					12.834	11	
Agip Karachaganak BV	4					2.816	12	1
Ecofuel SpA	1	4				11	4	114
Eni Abu Dhabi BV	5	2				44.827	21	2
Eni Abu Dhabi Refining & Trading B.V.						3.260		
Eni AEP Ltd						101		
Eni Algeria Exploration BV	9	1				98	14	
Eni Angola SpA	35	1				2.806	68	
Eni Austria GmbH	7					15	74	
Eni Deutschland GmbH	93	2				12	489	22
Eni Finance International SA	1		79	175			2	
Eni France Sàrl	2					54	16	
Eni Fuel SpA	180	27				54	601	8
Eni Gas & Power France SA	127					70	504	
Eni gas e luce SpA	245	9	208	250		659	1.523	(42)
Eni Hewett Ltd						64		
Eni Insurance Designated Activity Company	69	7				75	95	41
Eni International BV	1					163	2	
Eni Lasmo PLC						527		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	25	29				20	76	158
Eni México S. de RL de CV	14	1				178	37	
Eni Mozambique Engineering Ltd	3	3					7	67
Eni Muara Bakau BV	46	43					11	102
Eni North Africa BV	15	5				21	35	74
Eni Petroleum Co. Inc.	7	2				151	15	8
Eni Petroleum US LLC						372		
Eni Rewind SpA	25	130				847	46	293
Eni Suisse SA	8	1					115	5
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Sri)						178		
Eni Trading & Shipping Inc.						480		
Eni Trading & Shipping SpA	748	1.027	771	995		2.702	2.251	4.127
Eni ULX Ltd						265		
Eni US Operating Co. Inc.						646		
Eni USA Gas Marketing Llc						1.177		
Eni Venezuela BV	4						72	127
EniPower Mantova SpA	17	24				6	13	83
EniPower SpA	63	74				10	94	363
EniProgetti SpA	13	78				10	19	117
EniServizi SpA	18	17				14	42	123
Ieoc Production BV	29	3					74	1
Nigerian Agip Oil Company Ltd	36					67	53	
Raffineria di Gela SpA	8	10				68	30	136
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	5	14						107
Versalis France SAS						95		
Versalis SpA	120	16		1	150	516	76	15
Altre*	198	89			600	424	176	
	2.184	1.619	1.058	1.421	76.503	7.366	6.331	(603)

85001734

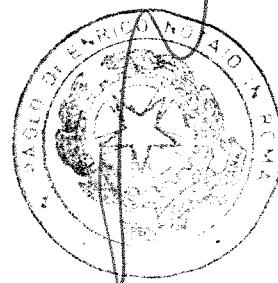
425

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2020				2020		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Supply Services LLC						165		
Gruppo Saipem	1	21				509	6	15
Società EniPower Ferrara Srl	3	19				6	8	85
Società Oleodotti Meridionali SpA - SOM SpA	3	399				20	15	
Unión Fenosa Gas SA						57	1	
Vår Energi AS	20	25				279	32	97
Altre*	20	6				2	75	53
	47	470				1.018	142	265
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Snam	182	209				27	1.011	
GSE - Gestore Servizi Energetici	20	21				548	236	
Gruppo Terna	20	11	1	1		9	55	8
Altre imprese a controllo statale *	7	22				12	59	
	229	263	1	1		596	1.361	8
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati								
		3					35	
	2.460	2.355	1.059	1.422	77.521	8.104	7.992	(595)

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.



I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trade & Biofuels SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni Plenitude SpA Società Benefit - ex Eni gas e luce SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Eni España Comercializadora de Gas SAU) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni Plenitude SpA Società Benefit - ex Eni gas e luce SpA, EniPower SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas e GNL da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Indonesia Limited, Angola LNG Ltd e Vår Energi AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Ieoc Production BV, Eni Angola SpA, Eni México S. De R.L., Nigerian Agip Oil Company Ltd e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da EniPower Mantova SpA e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trade & Biofuels SpA e LNG Shipping SpA;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di lavorazione per la produzione di biocarburan-

ti con Raffineria di Gela SpA rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;

- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- gli anticipi ricevuti da Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement e della remunerazione del capitale investito.

La stipula di contratti derivati a copertura del rischio commodity con Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA), Eni España Comercializadora de Gas SAU ed Eni Gas & Power France SA.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2021

Denominazione	€ milioni)	31.12.2021			2021		
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi	Oneri	Derivati
Imprese controllate							
Banque Eni SA	593						1
Eni Finance International SA	2.483	139	25.797	112	35	108	
Eni Finance USA Inc			2.843	1			
Eni Fuel SpA		343		3			
Eni Global Energy Markets SpA	2.305	256	307	9			14
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		110		1			
Eni New Energy SpA	581			2			
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	3	2.293		8			(1)
Eni Rewind SpA	4	1.338	11	11			
Eni Trade & Biofuels SpA	75	198	986	20	1		
Eni Trading & Shipping Inc		4	143				
EniPower Mantova SpA		377			12		
EniPower SpA		1.291		2	32		
EniProgetti SpA	51	4					
Floater SpA		62					
Ieoc SpA		58					
LNG Shipping SpA		311		1			
Raffineria di Gela SpA	290	74		1	1		
Serfactoring SpA	139	18		1			
Versalis SpA	1.322	7	22	11			
Altre*	132	187	48	19	1		(17)
	7.978	7.070	30.157	202	82	105	
Imprese collegate e joint venture							
Damietta LNG (DLNG) SAE			99				
Altre*	29	27		1	2		
	29	27	99	1	2		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale*		2					
		2					
	8.007	7.099	30.256	203	84	105	

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2020

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2020			2020		
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi	Oneri	Derivati
Imprese controllate							
Banque Eni SA	128						
Eni Angola SpA	318					2	
Eni Finance International SA	6.915	909	25.659	153	38		(149)
Eni Finance USA Inc			3.044	1			
Eni gas e luce SpA	3	97			8		
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)			61				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	50	44			1		
Eni New Energy SpA	75				1		
Eni Rewind SpA	3	1.670	11		9		
Eni Trade & Biofuels SpA		97	31		1		
Eni Trading & Shipping Inc		4	64				
Eni Trading & Shipping SpA	11	829	800	23			2
EniPower Mantova SpA		402				13	
EniPower SpA		1.442			1	34	
EniProgetti SpA	68	10			1		
LNG Shipping SpA		270			1	2	
Raffineria di Gela SpA	212	93			1	3	
Serfactoring SpA	151	1			1		
Versalis SpA	1.268	19	21		8		1
Altre*	64	215	26		18	2	5
	9.266	6.163	29.656		230	92	(141)
Imprese collegate e joint venture							
Gruppo Saipem		138				4	
Altre*	35	15			1	2	
	35	153			1	6	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale *		5					
		5					
	9.301	6.321	29.656		231	98	(141)

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimen-

to ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 27 - Garanzie, Impegni e rischi.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(€ milioni)	31.12.2021			31.12.2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.630	593	8,94	8.111	148	1,82
Altre attività finanziarie (correnti)	4.214	4.177	99,12	4.822	4.818	99,92
Crediti commerciali e altri crediti	12.992	6.362	48,97	3.756	2.260	60,17
Altre Attività (correnti)	12.851	12.546	97,63	1.322	963	72,84
Altre Attività finanziarie (non correnti)	3.257	3.237	99,39	4.355	4.335	99,54
Altre Attività (non correnti)	2.057	1.877	91,25	909	296	32,56
Passività finanziarie a breve termine	5.866	5.691	97,02	3.929	3.731	94,96
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.555	-	n.s.	1.848	120	6,49
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	383	169	44,13	423	208	49,17
Debiti commerciali e altri debiti	9.521	5.215	54,77	4.153	1.918	46,18
Altre passività (correnti)	16.305	15.139	92,85	2.615	1.550	59,27
Passività finanziarie a lungo termine	20.619	-	n.s.	20.066	789	3,93
Passività per beni in leasing a lungo termine	1.939	1.239	63,90	2.157	1.473	68,29
Altre passività (non correnti)	2.892	2.230	77,11	839	309	36,83

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2021			2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	38.249	19.658	51,39	18.017	7.641	42,41
Altri ricavi e proventi	474	125	26,37	405	184	45,43
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	33.127	14.720	44,44	18.397	7.729	42,01
Altri proventi (oneri) operativi	(2.278)	(3.538)	n.s.	(176)	(595)	n.s.
Proventi finanziari	2.049	203	9,91	2.213	231	10,44
Oneri finanziari	2.066	84	4,07	2.749	98	3,56
Strumenti finanziari derivati	(201)	105	n.s.	211	(141)	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2021		2020	
	Totale	Entità correlate	Totale	Entità correlate
Ricavi e proventi			32.773	8.102
Costi e oneri			(31.096)	(8.691)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività			(17.266)	735
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività			18.822	(929)
Interessi			97	152
Flusso di cassa netto da attività operativa			3.330	(631)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali			(80)	(35)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento			(15)	19
Variazione crediti finanziari			1.923	(469)
Flusso di cassa netto da attività di investimento			1.828	(485)
Variazione debiti finanziari			1.051	(493)
Rimborsi di passività per leasing			(249)	(194)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento			802	(687)
Totale flussi finanziari verso entità correlate			5.960	(1.803)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2021			2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	4.274	3.330	77,91	8.426	(631)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(7.408)	1.828	n.s.	(7.059)	(485)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	1.680	802	47,74	1.994	(687)	n.s.

34 EROGAZIONI PUBBLICHE - INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici a venti natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orienta-

mento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa⁹. L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2021, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(9) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) ^(*)	5.125.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.088.384
Eni Foundation	2.653.205
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Presidio Ospedaliero "Vittorio Emanuele" di Gela	393.255
WEF - World Economic Forum	279.408
Fondazione Campagna Amica	200.000
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	149.755
Presidio Ospedaliero di Villa d'Agri "Ospedale San Pio da Pietrelcina"	114.660
Croce Rossa di Ancona, Pesaro, Chieti e Pubblica Assistenza città di Ravenna	92.250
Lebanese Armed Forces (LAF)	90.000
Atlantic Council	82.771
World Business Council for Sustainable Development	74.335
La Semente - Società Agricola Cooperativa Sociale	70.000
Council on Foreign Relations	62.331
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	51.147
Bruegel	50.000
Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica	50.000
IFRI - Institut Français des Relations Internationales	50.000
Carnegie Endowment for International Peace (CEIP)	42.082
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Center for Strategic and International Studies	29.349
Global Reporting Initiative	27.500
CENSIS - Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali	25.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	23.452
Associazione CILLA Liguria	21.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Scuola materna "Sacro Cuore e Maria Ausiliatrice"	20.000
Parrocchia San Domenico Savio - Gela	20.000
Parrocchia di San Giacomo Maggiore Apostolo - Cava Iaga	20.000
Ospedale "Santo Spirito" e ASL di Pescara	20.000
Voluntary Principles Association (VPA)	11.339
Harvard University	10.221
Parks - Liberi e Uguali	10.000
Sport Insieme Livorno ONLUS	10.000
TDS - Toscana Disabili Sport ASD	10.000
Associazione di Volontariato e di promozione Sociale Pro Loco Sannazzaro	10.000

(*) L'ammontare include anche il contributo relativo al protocollo tra Eni e la regione Basilicata.

35 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel 2021 e 2020 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

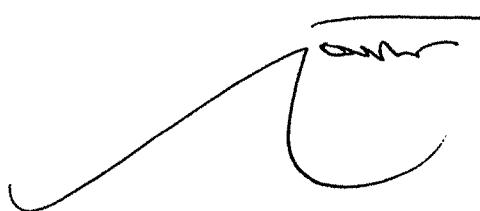
36 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2021 e 2020 non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

37 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Successivamente alla chiusura del bilancio, si evidenzia il provvedimento dell'amministrazione finanziaria italiana, nell'ambito del pacchetto di misure adottate dal Governo per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina, di introdurre per il 2022 un contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive, realizzato nel semestre ottobre 2021 - marzo 2022 rispetto al corrispondente periodo 2020-2021. In considerazione dell'iter di conversione legislativa ancora in corso, della necessità di provvedimenti attuativi e necessari chiarimenti interpretativi, nonché della indisponibilità di dati completi di comparazione, ad oggi non risulta possibile effettuare una stima attendibile degli impatti.

Luca Calvato



Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- › approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021 di Eni SpA che chiude con l'utile di 7.674.594.670,59 euro;
- › attribuire l'utile dell'esercizio di 7.674.594.670,59 euro, come segue:
 - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,43 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data. Il pagamento del saldo dividendo 2021 di 0,43 euro sarà effettuato il 25 maggio 2022, con data di stacco il 23 maggio 2022 e "record date" il 24 maggio 2022;
 - l'utile dell'esercizio residuo è attribuito alla riserva disponibile.

Il dividendo relativo all'esercizio 2021 si determina tra acconto sul dividendo di 0,43 euro per azione deliberato, in forza della delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio 2021, dal Consiglio di Amministrazione in data 29 luglio 2021, prelevato da riserva disponibile, e saldo dividendo di 0,43 euro per azione, prelevato dall'utile di esercizio, in 0,86 euro per azione.

17 marzo 2022

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente

Lucia Calvosa

85901763

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2021.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

17 marzo 2022



Claudio Descalzi
Amministratore Delegato



Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



Lucio Calmo



Maurizio



RB

85991/164

Allegati

2021

Allegati

1 RELAZIONE SULLA GESTIONE	1
2 BILANCIO CONSOLIDATO	212
3 BILANCIO DI ESERCIZIO	358
4 ALLEGATI	436
Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2021	438
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2021	438
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi dell'esercizio	477
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione	480
Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario	481
Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato	485
Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio	493
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	500

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2021

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2021

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 Dicembre 2021, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la

sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 Dicembre 2021, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	73	202	275						
Imprese consolidate joint operation				3	7	10			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	5	33	38	25	54	79			
Valutate con il metodo del costo	5	5	10	4	26	30			
Valutate con il metodo del fair value	10	38	48	29	80	109	4	22	26
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllate	6	6		4	4				
Possedute da imprese a controllo congiunto				4	4				
	6	6		8	8				
Totale	83	246	329	32	95	127	4	22	26

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione

effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia; b) oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e compravendita di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 dicembre 2021, Eni controlla 5 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.

Le suddette 5 società sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2021 sono oggetto di revisione contabile.

83001/Fl6

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(*)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,96 4,37 1,83 67,84

IMPRESE CONTROLLATE

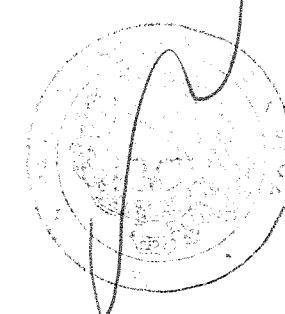
Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(#)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	4.386.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	1.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	8.034.400	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value
 (#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

S. D'Amore



S. D'Amore

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agip Caspiali Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽¹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd ⁽²⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd ⁽³⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV ⁽⁴⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Albania	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	31.997.266	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(2) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, 917: la società opera con stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(3) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata Eni di pertinenza	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrain	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	3.938.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (.) (.)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.008	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		P.N.
Eni East Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	4.000.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	1.013.439	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

NR

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd ⁽¹⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(4) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica del Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV Ieoc Exploration BV Ieoc Production BV	99,98 0,01 0,01	P.N.	<i>Scalvoro</i>
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Lic	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Qatar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	P.N.	<i>Scalvoro</i>
Eni RAK BV ⁽⁵⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	P.N.	<i>Scalvoro</i>
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV ⁽⁵⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

(5) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd ⁽⁶⁾	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Ukraine Llc (in liquidazione)	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	98.419.627,51	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01		
Eni Ukraine Shallow Waters BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ⁽⁶⁾	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yenien Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(6) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(a) Azioni senza valore nominale

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(a)
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁷⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	10.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
Llc "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
 (7) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.
 (8) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Corridor Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Global Energy Markets SpA	Roma	Italia	EUR	41.233.720	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni España Comercializadora De Gas SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogal SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA LNG Shipping SpA Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	59.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trade & Biofuels SpA	Roma	Italia	EUR	22.568.759	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni4Cities SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Ecofuel SpA	100,00		P.N.
EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
EniBioCh4in Annia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Appia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Aprilia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Briona Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Calandre Energia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Gardilliana Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	98,00 2,00	98,00	C.I.
EniBioCh4in Jonica Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Maddalena Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Medea Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Momo Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	95,00 5,00	95,00	C.I.
EniBioCh4in Mortara Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	95,00 5,00	95,00	C.I.
EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Plovera Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	98,00 2,00	98,00	C.I.
EniBioCh4in Quadrivium Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Rhodigium Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in San Benedetto Po Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

M. Colombo

V. Tamm

D.R.

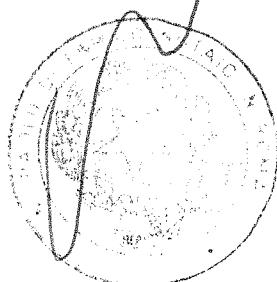
Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
EniBioCh4In Service BioGas Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4In SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4In Società Agricola Il Bue Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4In SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4In SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.500.000	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4In Vigevano Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4In SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4In Villacidro Agricole Società Agricola a responsabilità limitata	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4In SpA	100,00	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
Po' Energia Srl Società Agricola	Bolzano	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4In SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni Energy (Shanghai) Co Ltd (ex Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd)	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni France Sarl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Modo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000.000	ET&B SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Llc "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.



450

85901 | 757

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Finproject SpA	Morrovalle (MC)	Italia	EUR	18.500.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Padanaplast Srl	Roccabianca (PR)	Italia	EUR	18.000.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	446.050.728,65	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Asian Compounds Ltd	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	HKD	1.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Dunastyr Polisztirologyártó Zártkörűen Működő Részvénnytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	1.577.971,20	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Finproject Asia Ltd	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	USD	1.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Brasil Industria De Solados Eireli	Franca (Brasile)	Brasile	BRL	1.000.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Guangzhou Trading Co Ltd	Guangzhou (Cina)	Cina	USD	180.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject India Pvt Ltd	Jaipur (India)	India	INR	100.000.000	Asian Compounds Ltd Finproject Asia Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.
Finproject Romania Srl	Valea Lui Mihai (Romania)	Romania	RON	67.730	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	100	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong (Vietnam)	Vietnam	VND	19.623.250.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Foam Creations (2008) Inc	Quebec City (Canada)	Canada	CAD	1.215.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Foam Creations México SA de CV	León (Messico)	Messico	MXN	19.138.165	Foam Creations (2008) Finproject SpA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Padanaplast America Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	70.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover (Germania)	Germania	EUR	25.000	Padanaplast Srl	100,00	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	1.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Zeal Ltd	Tokoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00	80,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

XK

PLENITUDE & POWER

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(a)
4Energia Srl	Milano	Italia	EUR	400.000	Be Power SpA	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Srl	Milano	Italia	EUR	500.000	Be Power SpA	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Be Charge Srl	100,00	100,00	C.I.
Be Power SpA	Milano	Italia	EUR	698.251	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	99,19 ^(b) 0,81	100,00	C.I.
CEF 3 Wind Energy SpA	Milano	Italia	EUR	101.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni gas e luce SpA Società Benefit	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	770.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eolica Lucana Srl	Milano	Italia	EUR	100.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	70,52 29,48	70,52	C.I.
Evolvero Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Evolvere SpA Soc. Ben.	100,00	70,52	C.I.
Finpower Wind Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Green Energy Management Services Srl	Roma	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
Società Energie Rinnovabili 1 SpA	Roma	Italia	EUR	120.000	SER SpA CEF 3 Wind Energy	96,00 4,00	100,00	C.I.
Società Energie Rinnovabili SpA	Palermo	Italia	EUR	121.636	CEF 3 Wind Energy	100,00	100,00	C.I.
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
 (a) Quota di Controllo: Eni gas e luce SpA SB 100,00

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Aldro Energía y Soluciones SLU	Torrelavega (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Aleria Solar SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	100	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Alpinia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Argon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Arm Wind Llp	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	19.069.100.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	68.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	36.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Belle Magiocche Solaire SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	10.000	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Bonete Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Brazoria Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00		P.N.
Brazoria County Solar Project Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Hold	100,00	100,00	C.I.
Brazoria HoldCo Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Brazoria Class B	100,00		P.N.
Camelia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Celtis Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Desarrollos Empresariales Illas SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group Soci Terzi	55,00 45,00	55,00	C.I.
Desarrollos Energéticos Riojanos SL	Villarcayo de Merindad de Castilla la Vieja (Spagna)	Spagna	EUR	876.042	Eni gas e luce SpA SB Energías Amb. Outes	60,00 40,00	100,00	C.I.
Dhamma Energy Development SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	51.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Dhamma Energy Group Sàrl	Dudelange (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	10.253.560	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Dhamma Energy Management SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.680	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Dhamma Energy Rooftop SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Dhamma Energy SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.116.489,72	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	1.037.350	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Energias Ambientales de Outes SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	643.451,49	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Energias Alternativas Eolicas Riojanas SL	Logroño (Spagna)	Spagna	EUR	2.008.901,71	Eni gas e luce SpA SB Desarrollos Energéticos Riojanos SL	57,50 42,50	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	4	Eni gas e luce SpA SB	100,00		P.N.
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New Energ. Austr.	100,00		
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New Energ. Austr.	100,00		
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New Energ. Austr.	100,00		
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.252.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV Eni Pakistan Ltd (M)	99,98 0,01 0,01	100,00	C.I.
Eni New Energy US Holding LLC	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Eni New Energy US Inv. Inc	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Investing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni North Sea Wind Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	10.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Holding Lanas Solar Sàrl	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Instalaciones Martínez Diez SLU	Torrelavega (Spagna)	Spagna	EUR	18.030	Eni gas e luce SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Ixia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Krypton SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Dhamma Energy SAS	100,00	100,00	C.I.
Lanas Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Holding Lanas Solar	100,00	100,00	C.I.
Membrío Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Olea Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.

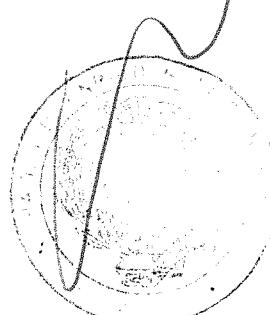
(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Opalo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Pistacia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
POP Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Tebar Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.
Xenon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.500.100	Dhamma Energy SAS Soci Terzi	0,01 ^(a) 99,99	100,00	C.I.
Zinnia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dhamma Energy Group	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
 (a) Quota di Controllo: Dhamma Energy SAS 100,00

Leoluca

J.O.



Le

456

85001 | 763

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Service Media Srl (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	75.000	D-Share SpA	100,00		P.N.
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	AGI SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Energia Italia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Nuova Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	334.171	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	48.205.536	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
D-Share USA Corp.	New York (USA)	USA	USD	0 ^(a)	D-Share SpA	100,00		Co.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	1.480.365.336	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
 (a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Finance USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	281.857.871,44	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (.)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemmini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Eni Rewind SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

460 85991/764

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agri-Energy Srl ^(†)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	50.000	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	50,00	50,00	P.N.
Mozambique Rovuma Venture SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71	64,29	P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(**)
Agiba Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00	50,00	Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	8.817.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60	86,40	P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00	75,00	Co.
Barentsморнефтегаз Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33	66,67	P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada ^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00	50,00	Co.
Cardón IV SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00	50,00	P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00	74,00	Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00	75,00	P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00	75,00	P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50	62,50	Co.
East Kanayis Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00	50,00	Co.
East Obaiyed Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00	50,00	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Isatay Operating Company Llp ^(†)	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleihah Petroleum Company ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunin SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0,02	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding AS	100,00		
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00		
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0 ^(a)	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00		
Ranil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma LNG Investment (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italio Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(b)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA ^(b)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Solenova Ltd ^(b)	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1.580.000	Eni E&P Holding BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi AS ^(b)	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,85 30,15		P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi AS	100,00		
VIC CBM Ltd ^(b)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(b)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co ^(b) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
 (†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mariconsult SpA ⁽¹⁾	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmed SpA ⁽¹⁾	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV ⁽¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62 ^(a)	J.O.
Damietta LNG (DLNG) SAE ⁽¹⁾	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
GreenStream BV ⁽¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Transmed. Pip. Co Ltd Eni International BV Soci Terzi	90,00 5,00 5,00		P.N.
SEGAS Services SAE ⁽¹⁾	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	1.000.000	Damietta LNG Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	98,00 1,00 1,00	50,00	J.O.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA ⁽¹⁾	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ⁽¹⁾⁽⁹⁾	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

(9) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 2 del TUIR.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA ^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA ^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Livorno LNG Terminal SpA (In liquidazione)	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Porto Petruoli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo SpA ^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Serafini SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ^(†)	Roma	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
South Italy Green Hydrogen Srl ^(†)	Roma	Italia	EUR	10.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

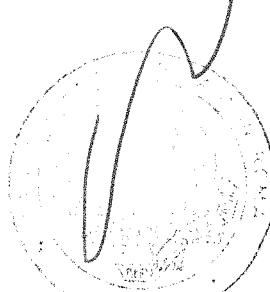
Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	100.000.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH ^(†)	Schwendt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH ^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburoil SA ^(†)	Monteceneri (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	0	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
 (†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata Eni di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Brindisi Servizi Generali S.p.A.	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara S.p.A.	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica S.p.A. (†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Priolo Servizi S.p.A.	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	37,22 5,65 57,13		P.N.
Ravenna Servizi Industriali S.p.A.	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera S.p.A.	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata Eni di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd (†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	551.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Chemi-invest I.L.P. (†)	Uralsk City (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	64.194.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc (†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

PLENITUDE & POWER

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
E-Prosume Srl ^(†)	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Evogy Srl Società Benefit	Seriate (BG)	Italia	EUR	11.785,71	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	45,45 54,55		P.N.
GreenIT SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Renewable Dispatching Srl	Milano	Italia	EUR	200.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Tate Srl	Bologna	Italia	EUR	408.509,29	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	36,00 64,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	82.351.634	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	99,00 1,00		P.N.
Clarensac Solar SAS	Meyreuil (Francia)	Francia	EUR	25.000	Dharma Energy SAS Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd ^(†)	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni North Sea Wind Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd ^(†)	Reading (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni North Sea Wind Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Enera Conseil SAS ^(†)	Clichy (Francia)	Francia	EUR	9.690	Eni G&P France SA Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Fotovoltaica Escudero SL	Valencia (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Dharma Energy Group Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA ^(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	49,00 51,00		Co.
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Novis Renewables Llc ^(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
 (†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
OVO Energy (France) SAS	Parigi (Francia)	Francia	EUR	66.666,66	Eni gas e luce SpA SB Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Vårgrenn AS ^(†)	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	69,60 30,40		P.N.

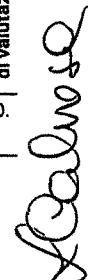
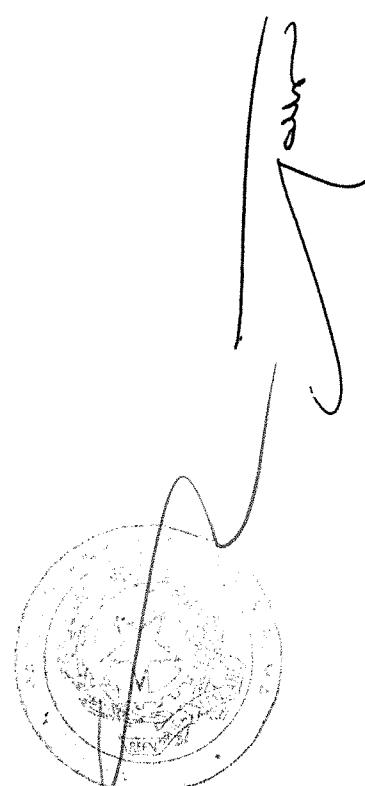
(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
 (†) L'impresa è a controllo congiunto.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Società EniPower Ferrara Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value
 (†) L'impresa è a controllo congiunto.


CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl ⁽¹⁾	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Saipem SpA ^{(*)⁽²⁾}	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(a) 2,12 67,34		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	215.000.514,83	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
CZero Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	8.116.660,78	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Forri Energy Inc	Somerville (USA)	USA	USD	328.901.396,67	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Obantarla Corp.	Wilmington (USA)	USA	USD	20.499.995	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
sHYp BV PBC	Wilmington (USA)	USA	USD	3.000.000	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Tecnicco Engineering Contractors Llp ⁽¹⁾	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thiozen Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	2.999.987,81	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(1) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(1) L'impresa è a controllo congiunto.

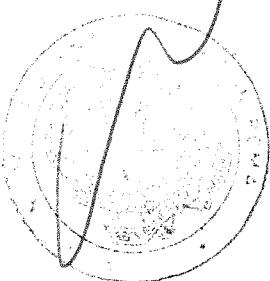
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 31,20
Soci Terzi 68,80

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
HEA SpA ^(†)	Bologna	Italia	EUR	50.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	50,00 50,00		C.I.
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,55 51,45		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
 (†) L'impresa è a controllo congiunto.



ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BF SpA ^(a)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	187.059.565	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	3,32 96,68	F.V.
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	138.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	187.569.921,42	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(b)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	L'Aja (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	10,57 89,43	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

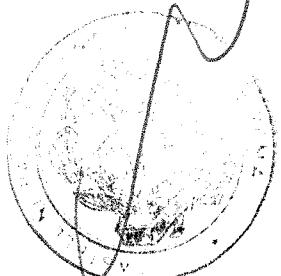
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(a) Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o critario di valutazione(*)
Norsea Gas GmbH	Friedeburg-Etzel (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.



REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compañía de Economía Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	6.863.493	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôts Pétroliers de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Cambourne (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Co IBN ZAHR	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.200.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestión de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,45 84,55	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruermlang AG	Ruermlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

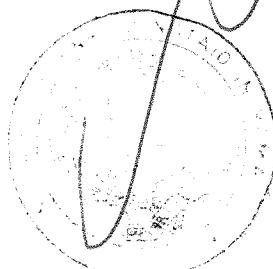
(a) Azioni senza valore nominale.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.



476

85991783

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ottana Sviluppo SpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 91)

4Energia Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Aldro Energía y Soluciones SLU	Torrelavega	Plenitude	Acquisizione
Aleria Solar SAS	Bastia	Plenitude	Acquisizione
Alpinia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Argon SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Asian Compounds Ltd	Hong Kong	Chimica	Acquisizione del controllo
Athies-Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Athies-Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Athies-Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Athies-Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Athies-Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Be Charge Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Be Power SpA	Milano	Plenitude	Acquisizione
Belle Magiocche Solaire SAS	Bastia	Plenitude	Acquisizione
Bonete Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Brazoria County Solar Project Lic	Dover	Plenitude	Acquisizione
Camelia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
CEF 3 Wind Energy SpA	Milano	Plenitude	Acquisizione
Celtis Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Desarrollos Empresariales Illas SL	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Desarrollos Energéticos Riojanos SL	Villarcayo de Merindad de Castilla la Vieja	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy Development SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy Group Sàrl	Dudelange	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy Management SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy Rooftop SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Dhamma Energy SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Energias Alternativas Eolicas Riojanas SL	Logroño	Plenitude	Acquisizione
Energias Ambientales de Outes SLU	Màdrid	Plenitude	Acquisizione
Eni España Comercializadora De Gas SAU	Madrid	Global Gas & LNG Portfolio	Acquisizione
Eni Natural Energies SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Costituzione
Eni New Energy US Holding Lic	Dover	Plenitude	Costituzione
Eni New Energy US Investing Inc	Dover	Plenitude	Costituzione
Eni North Sea Wind Ltd	Londra	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza

V. Colombo

J. Torni



N.C.

EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Annia Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Appia Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Aprilia Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Briona Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Calandri Energia Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Gardillano Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Jonica Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Maddalena Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Medea Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Monio Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Mortaia Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Povera Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Quadrivium Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Rhodigium Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in San Benedetto Po Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Service BioGas Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Società Agricola Il Bue Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in SpA	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Vigevano Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Villacidro Agricole Società Agricola a responsabilità limitata	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
Eolica Lucana Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Finpower Wind Srl	Milano	Plenitude	Acquisizione
Finproject Asia Ltd	Hong Kong	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Brasil Industria De Soldados Eireli	Franca	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Guangzhou Trading Co Ltd	Guangzhou	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject India Pvt Ltd	Jaipur	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Romania Srl	Valea Lui Mihai	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Singapore Pte Ltd	Singapore	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject SpA	Morrovalle	Chimica	Acquisizione del controllo
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong	Chimica	Acquisizione del controllo
Foam Creations (2008) Inc	Quebec City	Chimica	Acquisizione del controllo
Foam Creations México SA de CV	León	Chimica	Acquisizione del controllo
Green Energy Management Services Srl	Roma	Plenitude	Acquisizione
Holding Lanas Solar Sàrl	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Instalaciones Martínez Díez SLU	Torrelavega	Plenitude	Acquisizione
Ixia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione

Krypton SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Lanas Solar SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Membrion Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Olea Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Opalo Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Padanaplast America Llc	Wilmington	Chimica	Acquisizione del controllo
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover	Chimica	Acquisizione del controllo
Padanaplast Srl	Roccabianca	Chimica	Acquisizione del controllo
Pistacia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Po' Energia Srl Società Agricola	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
POP Solar SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Società Energie Rinnovabili 1 SpA	Roma	Plenitude	Acquisizione
Società Energie Rinnovabili SpA	Palermo	Plenitude	Acquisizione
Tebar Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Xenon SAS	Argenteuil	Plenitude	Acquisizione
Zinnia Solar SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 5)

Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)	Roma	Global Gas & LNG Portfolio	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Evolvere Smart Srl	Milano	Plenitude	Cancellazione
Llc "Eni Energhia"	Mosca	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

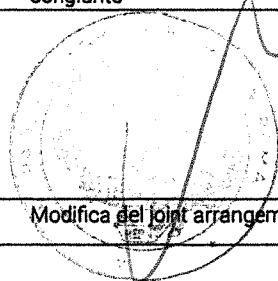
IMPRESE INCLUSE (N. 2)

SEGAS Services SAE	Damietta	Global Gas & LNG Portfolio	Acquisizione del controllo congiunto
Damietta LNG (DLNG) SAE	Damietta	Global Gas & LNG Portfolio	Acquisizione del controllo congiunto

IMPRESE ESCLUSE (N. 1)

Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Modifica del joint arrangement
-------------------------------	---------------------	--------------------------	--------------------------------

Ricordate



RE

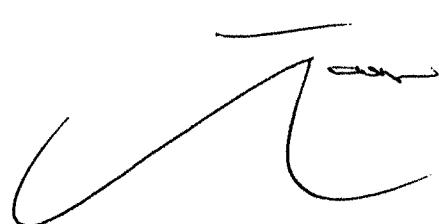
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

(€ migliaia)	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni
Revisione legale dei conti	7.189	3.412	10.600	26	7.722	7.748	7.215	11.134	18.349
Servizi di attestazione	155	191	346	-	162	162	155	354	509
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri servizi	796	1.395	2.192	-	2.320	2.320	796 ⁽²⁾	3.715 ⁽³⁾	4.511
Totale corrispettivi	8.140	4.998	13.138	26	10.204	10.231	8.167	15.203	23.369

(1) Si intendono società controllate, di cui alla Direttiva Transparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili.

(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA alla capogruppo sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi e alle verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe.

(3) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA e dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate sono relativi principalmente a: i) emissione di comfort letter, ii) procedure di verifica concordate e iii) certificazione tariffe.

Riccardo Belusca


85991/488



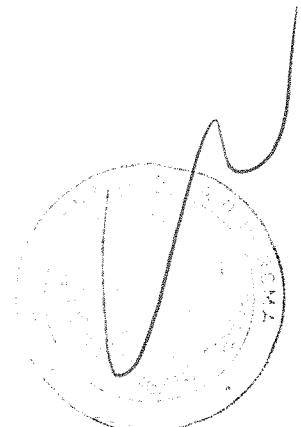
ENI SPA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDEPENDENTE
SULLA DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON
FINANZIARIO AI SENSI DELL'ART. 3, C. 10, D.LGS. 254/2016 E
DELL'ART. 5 REGOLAMENTO CONSOB ADOTTATO CON
DELIBERA N. 20267 DEL GENNAIO 2018**

ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2021

deodato

Am





85991/489

pwc

Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato (*limited assurance engagement*) della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 predisposta ai sensi dell'art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione ed approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 17 marzo 2022 (di seguito "DNF").

L'esame limitato da noi svolto non si estende alle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia" della DNF, richieste dall'art. 8 del Regolamento europeo 2020/852.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai "Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards" definiti nel 2016, e successive versioni, dal GRI - Global Reporting Initiative (di seguito "GRI Standards"), indicati nel capitolo "Principi e criteri di reporting" della DNF, da essi individuati come standard di rendicontazione.

Gli Amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili, inoltre, per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli Amministratori sono infine responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: Milano 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 1297980155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 051 2123211 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - Bergamo 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - Brescia 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - Genova 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - Pescara 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - Treviso 31100 Viale Felisent 90 Tel. 0422 696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'*International Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, mantiene un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio *International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information* (di seguito "ISAE 3000 Revised"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB)* per gli incarichi di *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'ISAE 3000 Revised (*reasonable assurance engagement*) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario inclusi nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel bilancio consolidato del Gruppo Eni chiuso al 31 dicembre 2021;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
 - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
 - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
 - principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF ed effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);

5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF.

In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

- a livello di capogruppo:
 - a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare a modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
 - b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accettare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati.
- per i siti di Eni SpA (Raffineria di Taranto), Eni Congo SA (Sito di Mboundi), Eni US Operating Inc (Sito di Green Canyon 254), Petrobel Belayim Petroleum CO (Sito di Zohr) e Versalis France SAS (Stabilimento di Dunkerque), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato incontri di approfondimento nel corso dei quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

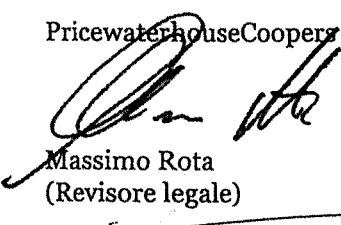
Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

Le nostre conclusioni sulla DNF del Gruppo Eni non si estendono alle informazioni contenute nel paragrafo "Tassonomia" della stessa, richieste dall'art. 8 del Regolamento europeo 2020/852.

Roma, 8 aprile 2022

PricewaterhouseCoopers SpA


Massimo Rota
(Revisore legale)


Paolo Bersani
(Procuratore)



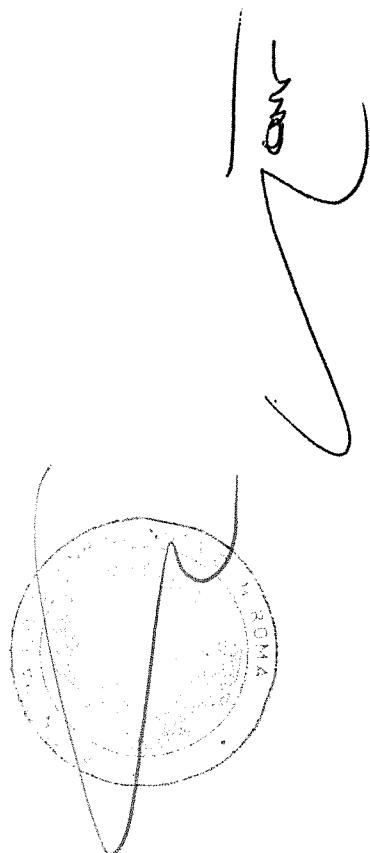
85991/792

Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del
Regolamento (UE) n° 537/2014

Eni SpA

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021

Albergo



35991793



Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2021, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2021, 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'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni SpA (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione

PricewaterhouseCoopers SpA

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

contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto, su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

<i>Aspetti chiave</i>	<i>Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave</i>
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate	
<i>Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 12 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 14 "Attività immateriali", Nota 15 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing", Nota 16 "Partecipazioni" e Nota 21 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato</i>	
<p>Le voci Immobili, impianti e macchinari, Diritto di utilizzo beni in leasing e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore <i>Exploration & Production</i> (E&P) per Euro 42.342 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (<i>appraisal</i>) E&P per Euro 1.244 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 6.545 milioni, Diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 3.195 milioni, Diritti e potenziale esplorativo per Euro 913 milioni.</p> <p>Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei <i>social project</i> il cui relativo fondo al 31 dicembre 2021 ammonta ad Euro 8.580 milioni.</p> <p>Inoltre, il Gruppo detiene partecipazioni, operanti nel settore E&P, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto per un ammontare complessivo, al 31 dicembre 2021, pari ad Euro 2.639 milioni.</p> <p>L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31</p>	<p>Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari, delle partecipazioni operanti nel settore E&P contabilizzate con il metodo del patrimonio netto e delle altre ulteriori voci di bilancio correlate.</p> <p>Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.</p> <p>Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) abbiamo compreso il <i>framework</i> normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti; (ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove

dicembre 2021 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari ad Euro 5.976 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato sono assoggettati a impairment test, nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Al 31 dicembre 2021 le riprese di valore nette degli asset minerari riferiti al settore E&P, caratterizzate dal rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, sono pari ad Euro 1.244 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:

- (i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni del Gruppo;
- (ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
- (iii) le proiezioni di prezzo di lungo termine degli idrocarburi, che considerano i possibili impatti legati alla transizione energetica, riflessi nel Piano strategico 2022 – 2025, ritenute dal management coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 Cop 21 e riaffermati dalla Cop 26 di Glasgow;
- (iv) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
- (v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di

significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dei Diritti e potenziale esplorativo e alla Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici del Gruppo che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal Gruppo.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione delle quote di ammortamento.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

- (i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici del Gruppo;
- (ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di abbandono e ripristino siti;
- (iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dal Gruppo.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni del Gruppo coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Valuations & Economics*, e della funzione *Enterprise Risk*

- giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative; e
- (vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati e (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

Management, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano strategico 2022 – 2025 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, anche in relazione agli effetti della ripresa della domanda di idrocarburi post pandemia da COVID-19, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima di un campione dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate nonché la coerenza delle stesse, ove applicabile, con le informazioni contenute nella Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario in merito agli obiettivi di neutralità carbonica e dei correlati rischi climatici.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli *International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia. Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - European Single Electronic Format) (nel seguito "Regolamento Delegato") al bilancio consolidato, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato è stato predisposto nel formato XHTML ed è stato marcato, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

85001799



Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2021, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2021 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2021 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'articolo 4 del Regolamento Consob di attuazione del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254

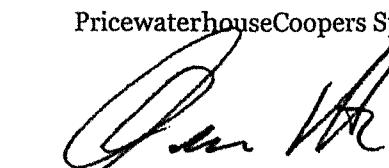
Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254.

Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 8 aprile 2022

PricewaterhouseCoopers SpA


Massimo Rota
(Revisore legale)


Riccardo Calvano



85001800



Al Dolcino

Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del
Regolamento (UE) n° 537/2014

Eni SpA

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021



85991/801



Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE)
n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Alcalufo

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Eni SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2021, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2021, 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'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

PricewaterhouseCoopers SpA

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

Aspetti chiave	Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave
Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate	<i>Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 22 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio.</i>
<p>Le voci Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 2.914 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 583 milioni.</p>	<p>Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.</p>
<p>Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei <i>social project</i> il cui relativo fondo al 31 dicembre 2021 ammonta ad Euro 2.523 milioni.</p> <p>L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2021 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 502 milioni.</p>	<p>Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.</p> <p>Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:</p>
<p>A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio sono assoggettati a impairment test, nei casi in cui cambiamenti o circostanze abbiano evidenziato che (i) il loro valore di carico possa risultare non più recuperabile e/o (ii) le svalutazioni rilevate nei precedenti esercizi siano venute meno ovvero abbiano subito una variazione nel loro ammontare. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.</p> <p>Al 31 dicembre 2021 le riprese nette degli asset minerari riferiti al settore E&P, caratterizzate dal</p>	<p>(i) abbiamo compreso il <i>framework</i> normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;</p> <p>(ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.</p> <p>Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la</p>

Keodhoto

✓



rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, sono pari a Euro 481 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:

- (i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni della Società;
- (ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
- (iii) le proiezioni di prezzo di lungo termine degli idrocarburi, che considerano i possibili impatti legati alla transizione energetica, riflessi nel Piano strategico 2022 – 2025, ritenute dal management coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 Cop 21 e riaffermati dalla Cop 26 di Glasgow;
- (iv) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
- (v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative; e
- (vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati (iii) della significatività delle connesse voci di bilancio.

verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

- (i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dalla Società con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici della Società;
- (ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti;
- (iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni della Società coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Valuations & Economics*, e della funzione *Enterprise Risk Management*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano strategico 2022 – 2025 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, anche in relazione agli effetti della ripresa della domanda di idrocarburi post pandemia da COVID-19, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;

Verde

- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/14 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF - *European Single Electronic Format*) (nel seguito "Regolamento Delegato") al bilancio d'esercizio, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio d'esercizio alle disposizioni del Regolamento Delegato.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio è stato predisposto nel formato XHTML in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato.

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2021, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998, con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2021 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2021 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 8 aprile 2022

PricewaterhouseCoopers SpA

Massimo Rota
(Revisore legale)

85991/807

**“RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL’ASSEMBLEA
DEGLI AZIONISTI AI SENSI DELL’ART. 153 D.LGS. 58/98 E
DELL’ART. 2429 C.C.”**

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Enrico Maria Bignami, Giovanna Ceribelli e Marco Seracini, Sindaci effettivi nominati dall’Assemblea degli Azionisti con delibera del 13 maggio 2020 e Marcella Caradonna Sindaco effettivo – nominato ad integrazione del Collegio Sindacale dall’Assemblea degli Azionisti con delibera del 12 maggio 2021 in sostituzione del Sindaco Roberto Maglio subentrato in qualità di Sindaco Supplente nel settembre 2020 al Sindaco dimissionario Mario Notari. Il Collegio è in carica fino all’Assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2022.

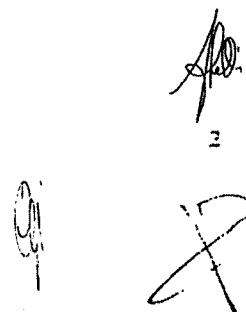
Nel corso dell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2021, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Corporate Governance; come deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Eni in data 23 dicembre 2020, Eni applica, a partire da gennaio 2021, il Codice di Corporate Governance, approvato dal Comitato per la Corporate Governance nel gennaio 2020 in

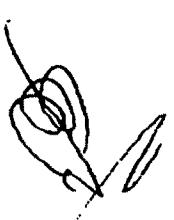
sostituzione del Codice di Autodisciplina di luglio 2018. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.Lgs. 17 luglio 2016, n.135.

Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2021, il Collegio si è complessivamente riunito 25 volte sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di due Sindaci ad una riunione ciascuno. Il Collegio ha assistito nella sua interezza a tutte le


2

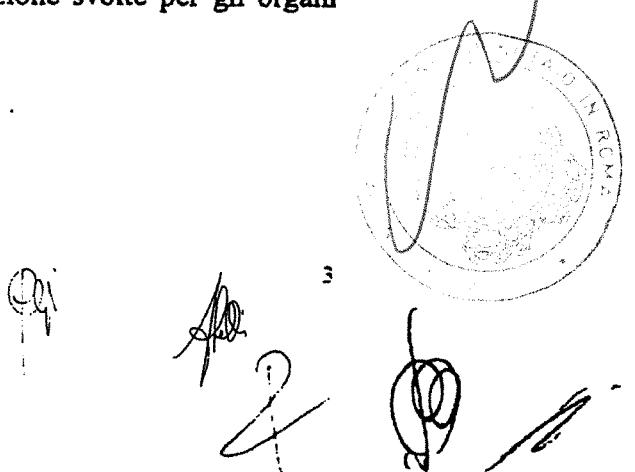


85931/809

riunioni del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una riunione consiliare. Nel 2021 il Sindaco Marco Seracini ha effettuato n° 4 attività individuali di controllo nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, e il Sindaco Giovanna Ceribelli ha inoltre proseguito l'attività di istruttoria individuale, avviata a dicembre 2020 con l'allora in carica Sindaco Roberto Maglio e da questi proseguita fino al termine del proprio mandato con l'Assemblea del 12 maggio 2021, sul processo di approvvigionamento e sul modello di compliance alla normativa anticorruzione, di cui è stato successivamente riferito al Collegio e per le quali si rimanda alla successiva sezione *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"*.

Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2021: i) ha partecipato nella sua interezza, o per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza di cui è membro la Presidente del Collegio Sindacale; ii) ha partecipato alle specifiche iniziative di *induction* e formazione svolte per gli organi sociali.

In tale ambito il Collegio:



85991/810

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Corporate Governance cui Eni ha aderito, come predetto, con delibera del Consiglio di Amministrazione del 23 dicembre 2020. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio ai sensi di legge e del succitato Codice di Corporate Governance;
- ha verificato la conformità della delibera assunta dal Consiglio di Amministrazione il 29 luglio 2021, rispetto alla delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio 2021 ed alle normative di legge applicabili, per la distribuzione del 50% del dividendo previsionale a titolo di acconto dividendo 2021, con pagamento a settembre 2021, mediante l'utilizzo delle riserve disponibili di Eni SpA.

Autovalutazione del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per gli esercizi precedenti, secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili ed in linea con le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance 2020, il Collegio Sindacale ha condotto un processo di autovalutazione della propria composizione e del proprio

1
2
3
4
5
6
7

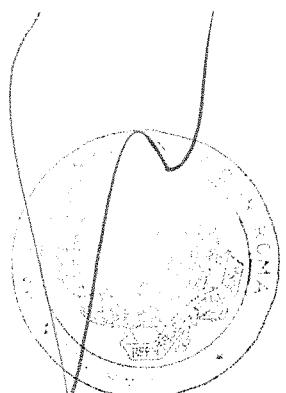
85001/8M

operato.

Tale processo, realizzato con il supporto di un consulente esterno (Crisci & Partners) per rafforzarne l'obiettività, ha evidenziato, nel complesso, l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio, giunto al suo secondo anno di mandato, pur in considerazione del perdurare dell'emergenza sanitaria relativa alla pandemia COVID-19. Il processo ha confermato, inoltre, l'adeguatezza della composizione del Collegio Sindacale sia in termini di esperienze, competenze e conoscenze, sia per l'impegno e il contributo fornito da ciascun membro all'interno dell'organo, anche in considerazione dell'inserimento di un nuovo Sindaco in corso d'esercizio. Confermato, altresì, l'impegno del Collegio Sindacale nella costante interazione con il Consiglio di Amministrazione e i Comitati endoconsiliari, oltre che con i Collegi Sindacali delle società controllate. All'efficacia e al continuo miglioramento dell'azione del Collegio hanno contribuito gli specifici programmi di *induction* e le iniziative di conoscenza dei singoli business avviati dalla Società sin dopo la nomina degli organi sociali, e proseguiti nel 2021, oltre alle attività di approfondimento effettuate dal Collegio Sindacale nell'ambito delle proprie riunioni su specifiche tematiche di controllo interno e di gestione dei processi aziendali. A questo proposito il Collegio Sindacale ha evidenziato la utilità di proseguire tali iniziative anche in considerazione delle evoluzioni degli ambiti e modelli operativi della Società. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state inoltre ripercorse e valutate positivamente le attività svolte dal Collegio quale Comitato per il controllo interno e

Valdese

1



QI

QI

QI

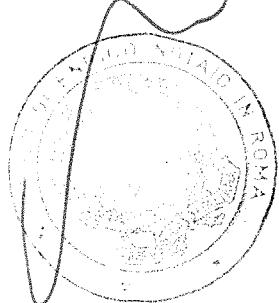
la revisione contabile.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sui rapporti con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'avvio del programma di acquisto di azioni proprie per il 2021, per

un ammontare massimo di 400 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 252 milioni, in conformità a quanto previsto dal Piano Strategico 2021–2024 e correlata remuneration policy per uno scenario di riferimento Brent pari a 65 \$/bbl nel 2021, e in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 12 maggio 2021. L'Assemblea, in particolare, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 c.c., ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – azioni della Società per un numero massimo pari al 7% delle azioni ordinarie (e al 7% del capitale sociale) in cui è suddiviso il capitale sociale di Eni S.p.A. (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio, pari allo 0,92% del capitale sociale), per un esborso complessivo fino a 1.600 milioni di euro vincolando, a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo, quota parte delle riserve disponibili ovvero degli utili distribuibili, attraverso l'imputazione a specifica riserva indisponibile, finché le azioni proprie saranno in portafoglio. A seguito degli acquisti effettuati nel corso dell'esercizio per un controvalore complessivo di 399,9 milioni di euro, considerando le azioni proprie già in portafoglio e l'assegnazione gratuita di azioni ordinarie a dirigenti Eni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal *"Piano di incentivazione di lungo termine 2017-2019"* approvato dall'Assemblea di Eni del 13 aprile 2017, al 31 dicembre 2021 Eni SpA detiene n. 65.838.173 azioni



85991 (814)

proprie pari all'1,83% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di 958 milioni di euro al quale corrisponde una specifica riserva indisponibile di pari importo;

- ha approfondito il progetto di Offerta Pubblica Iniziale di Eni Plenitude (il cui completamento è previsto nel 2022) e volto a creare un modello di business unico per combinare la produzione di energia da fonti rinnovabili, la vendita di energia e servizi energetici a clienti retail, e una rete capillare di punti di ricarica per veicoli elettrici;
- ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) "*Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate*" ai principi indicati nel Regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. In particolare la MSG, emessa il 18 novembre 2010 è stata aggiornata da ultimo il 27 maggio 2021 in ragione dell'evoluzione del contesto normativo e, in particolare, delle modifiche al predetto Regolamento Consob in materia di operazioni con Parti Correlate apportate con Delibera n. 21624 del 10 dicembre 2020 e della nuova disciplina sanzionatoria introdotta dal D.lgs. n. 49/2019, nonché tenendo conto dell'evoluzione dell'assetto organizzativo della società e dell'esperienza applicativa maturata. La nuova MSG si applica dal 1° luglio 2021, come previsto dalla citata delibera Consob. Nella riunione del 20 gennaio 2022, il Consiglio di

[Handwritten signatures and initials]

Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermando l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione per le operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione

La Società di revisione legale PwC ha rilasciato in data odierna le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni SpA e del gruppo al 31 dicembre 2021, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di

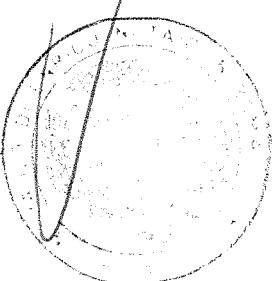
esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto, acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, inoltre, il giudizio senza rilievi sulla conformità del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di predisposizione dell'informativa finanziaria nel formato elettronico unico di comunicazione (ESEF – European Single Electronic Format). La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna, il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione.

Inoltre, sempre in data odierna, la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la

SEC quale *foreign issuer* quotato al NYSE. Sempre nel Form 20-F è contenuta l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità, e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto e agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA ed alle società controllate dalla Società di revisione legale PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Non sono stati attribuiti a PwC incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni; inoltre, i servizi consentiti, diversi dalla revisione, sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate



11

85991 (818

da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio Sindacale non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, ricevendo aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. In particolare il Collegio Sindacale ha definito un percorso di rafforzamento e miglioramento continuo dei flussi informativi tra il Collegio stesso e la società di revisione, nell'ambito delle rispettive responsabilità e competenze, che prevede, tra l'altro, in aggiunta ai regolari incontri con i rappresentanti di PwC coinvolti nell'incarico di revisione del gruppo Eni, anche approfondimenti con i team di specialisti di PwC che concorrono alle attività di revisione, oltreché con la leadership di PwC.

Nel corso delle riunioni e dallo scambio informativo avuti con il revisore legale non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

(Pj)

(A)

1

12

J M G

Il Collegio Sindacale ha vigilato, anche attraverso scambi informativi con la Società di revisione, sugli impatti collegati alle modalità di lavoro "a distanza" attuate dal Revisore, con il supporto delle strutture aziendali, in conseguenza dell'emergenza sanitaria COVID-19. Nelle sezioni *"Fattori di rischio ed incertezza"* e *"Commento ai risultati economico-finanziari"* della Relazione Finanziaria Annuale sono descritte le implicazioni della crisi determinata dalla diffusione pandemica del virus COVID-19 e dell'evoluzione dello scenario macroeconomico nonché le possibili conseguenze della guerra in Ucraina.

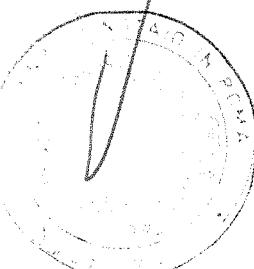
Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, in particolare mediante:

- i) la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;
- ii) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- iii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali, in particolare,

Dg

APR 13



sono state rappresentate le analisi e le azioni implementative delle disposizioni europee in materia di tassonomia sugli investimenti sostenibili - Regolamento (UE) 2020/852 (cd. "Taxonomy Regulation") - che definiscono le condizioni per l'identificazione delle attività economiche che possono essere considerate sostenibili dal punto di vista ambientale;

- iv) l'esame delle Relazioni, semestrale ed annuale, del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e, per quelle non significative rilevate, sono definite le relative azioni correttive;
- v) l'esame della Relazione annuale del Chief Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2020 - istituito secondo le Linee Guida Fiscali approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale - dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative;
- vi) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:
 - monitoraggio dei principali rischi aziendali ("Top Risk") ed esiti delle attività di Risk Assessment del portafoglio complessivo dei rischi Eni per l'anno 2021. In particolare, è stato fornito un

Pi *AB* 14
F *PL*

quadro delle principali azioni di mitigazione attuate e del trend dei Top Risk, tra cui i rischi strategici (rischi legati al *climate change* e al processo di transizione energetica, sia in un'ottica operativa di breve termine, sia in una vista strategica di medio/lungo termine e rischi di mercato relativi, in particolare, allo scenario dei prezzi del Brent e delle altre commodity, alla contrazione della domanda/contesto competitivo e ai contratti di lungo termine di approvvigionamento Gas), i rischi Paese (rischio geopolitico, di instabilità politica e sociale e Global Security Risk nonché il Credit & Financing Risk) e i rischi esterni (rischio biologico collegato all'emergenza sanitaria del Covid-19, rischio connesso all'evoluzione della normativa del settore energy, rischio *permitting* e rischio connesso ai rapporti con gli stakeholder locali);

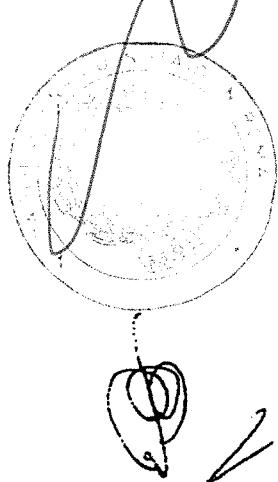
- approfondimento delle azioni previste nel Piano Strategico 2022-2025, con effetto di mitigazione dei principali rischi aziendali, sia di Eni sia delle diverse linee di business, anche attraverso un modello di Valutazione Integrata dei Rischi che consente di valorizzare, tra l'altro, la capacità di resilienza della società ad uno scenario avverso rispetto ad un sub-portafoglio significativo di rischi Eni per ciascun anno del Piano Quadriennale. I rischi collegati alla Strategia e al piano operativo 2022-2025 sono altresì oggetto di continuo monitoraggio alla luce dell'evoluzione della guerra in Ucraina;

- risultanze del modello di “*Integrated Country Risk*” sviluppato con l’obiettivo di valutare il rischio complessivo dei Paesi di maggiore rilevanza in cui opera Eni, attraverso valutazioni e informazioni, sia interne all’azienda sia esterne, sui seguenti ambiti: politico, legale e regolatorio, economico e fiscale, *operational*, security e salute, ambiente e sostenibilità;
- vii) l’esame della Relazione annuale sulla Compliance Integrata dalla quale non sono emersi, alla data della presente Relazione, situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno delle Management System Guideline relative agli ambiti di Compliance presidiati;
- viii) gli approfondimenti svolti su specifici processi aziendali e in particolare sul processo di approvvigionamento e sul modello di compliance alla normativa anti-corruzione, anche attraverso l’istruttoria svolta dal Sindaco Giovanna Ceribelli e dal Sindaco Roberto Maglio (fino al termine del proprio mandato con l’Assemblea del 12 maggio 2021), ad esito della quale il sistema di controllo interno a presidio di tali ambiti è risultato adeguato ed efficace anche in ragione del processo di rafforzamento e miglioramento continuo e delle azioni correttive che la società mette in atto a fronte dei rilievi riscontrati dalle attività di verifica e monitoraggio poste in essere dalle funzioni di compliance e di business, dall’Internal Audit nonché dal revisore legale;
- ix) l’esame dei rapporti dell’Internal Audit e della Relazione annuale sulle attività svolte dall’Internal Audit: la relazione contiene una

rappresentazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla funzione Internal Audit e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo che, sulla base di quanto rilevato, *"non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere nel suo complesso non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi Eni"*;

- x) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla funzione Affari Legali secondo la sistematicità, che il Collegio ritiene tempestiva, prevista dalla normativa aziendale;
- xi) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione *"Attività di vigilanza sul*

Pgi

Aff - 1 -
J

processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione" della presente Relazione;

- xii) gli scambi informativi, sia documentali che mediante incontri, con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c.1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management sul funzionamento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi anche con riferimento all'individuazione dei principali rischi strategici, operativi e di *compliance* cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate;
- xiii) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno reso opportuno, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;
- xiv) il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/2001, avviati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui:
- il procedimento relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria, oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane in merito

Q

18

A

J

Q

al quale, in data 17 marzo 2021, il Tribunale di Milano ha pronunciato la sentenza di assoluzione con formula piena perché il fatto non sussiste, nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato, e di funzionari ed ex funzionari di Eni coinvolti nel procedimento. Le motivazioni della sentenza sono state depositate il 9 giugno 2021 e il successivo 29 luglio è stato presentato appello avverso la sentenza di assoluzione di primo grado. L'udienza di appello è stata fissata per il giorno 19 luglio 2022;

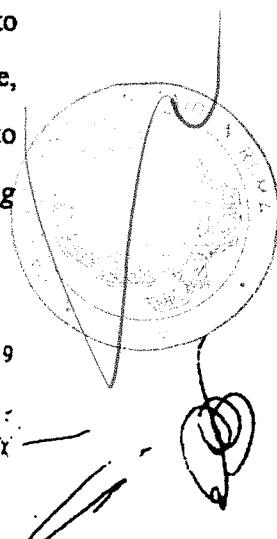
- le indagini in corso da parte della Procura della Repubblica di Milano che coinvolgono, fra gli altri, ex consulenti legali esterni, dipendenti ed ex dipendenti di Eni per diverse ipotesi di reato, finalizzate ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione del titolo minerario OPL 245 in Nigeria. Eni, indagata ai sensi dell'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001, si è costituita persona offesa nell'ambito del procedimento. Risultano altresì coinvolti nelle indagini la società controllata Eni Trading & Shipping SpA, ai sensi del D.Lgs. 231/2001, posta in liquidazione volontaria con delibera del CdA di Eni di luglio 2020 ed efficacia dal 1° gennaio 2021, ed alcuni suoi ex dipendenti. Il Collegio Sindacale ha vigilato costantemente sugli sviluppi del procedimento e, in particolare, sulle iniziative di rafforzamento adottate da Eni con riferimento al processo di *legal procurement* e al processo di *trading*.

QJ

APR

19

V



interessati dalle vicende oggetto di indagine. Gli esiti delle diverse iniziative di verifica effettuate nel tempo sono stati comunicati dalla Società alle Autorità inquirenti ed alla Consob, che il Collegio ha aggiornato in relazione alla propria attività di vigilanza. Per quanto attiene ai più recenti sviluppi processuali, in data 10 dicembre 2021 si è avuta notizia della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di dodici persone fisiche e cinque società. Eni SpA e gli attuali dipendenti Eni, con la sola eccezione di un dirigente dell'ufficio legale, non compaiono nell'atto, funzionale ad una richiesta di rinvio a giudizio, risultando quindi estranei alle contestazioni. Il Collegio Sindacale sta continuando a monitorare l'evoluzione del procedimento attraverso la costante interlocuzione con la funzione legale della Società e la vigilanza sulle iniziative avviate anche in base alle evidenze rivenienti dall'Autorità Giudiziaria, al fine di poter esprimere ulteriori valutazioni relativamente ai diversi aspetti della vicenda in oggetto per quanto attiene, in particolare, al funzionamento del generale sistema di controllo interno.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale, tenuto anche conto del contesto derivante dal perdurare

20

dell'emergenza sanitaria collegata al COVID-19, verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e, più in generale, del Risk Management Integrato, così come previsto dall'art. 14 del codice della crisi e dell'insolvenza d'impresa.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia per quanto detto in precedenza per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per: (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società, di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura "*Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero*", da ultimo il 17 aprile 2020. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni, inoltrate da persone Eni o da terzi, anche in forma confidenziale o anonima, afferenti il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti riferibili a persone di Eni posti in essere in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 per le società italiane, o Modelli di Compliance per le controllate estere, comunque idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo

Verde

21

d'immagine, ad Eni (tra cui tematiche di informativa finanziaria e non finanziaria, responsabilità amministrativa della società o frodi). La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, in ragione della trasversalità delle tematiche trattate, costituisce un allegato della Management System Guideline sul "Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi" e fa parte, altresì, degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline "Anti-Corruzione". La procedura risponde, inoltre, agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa, nonché, per gli aspetti afferenti ai Diritti Umani, dalla normativa in materia di informativa non finanziaria (Direttiva UE n. 95/2014 sulla disclosure delle informazioni di carattere non finanziario, attuata con D.Lgs. n. 254/2016).

A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2021 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2021 si rileva che, nel corso dell'esercizio, sono stati aperti n. 73 fascicoli di segnalazioni (74 nel 2020). Sulla base delle istruttorie conclusive dall'Internal Audit nel corso del 2021 sono stati chiusi n. 74 fascicoli (73 nel 2020). In particolare, relativamente ai 74 fascicoli di segnalazioni chiusi nel 2021, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 23 fascicoli contengono

D.P. A.P. 22
J. S. A. C.

rilievi almeno in parte fondati (22 nel 2020), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi o valutazioni disciplinari. Per i restanti 51 fascicoli (51 nel 2020) gli accertamenti condotti, fermi restando i limiti propri delle attività di Internal Audit e dei relativi strumenti a disposizione, non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati e per 21 di essi (32 nel 2020) sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi o valutazioni disciplinari. Al 31 dicembre 2021, restavano aperti n. 15 fascicoli (16 al 31 dicembre 2020). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sulle sue modifiche, e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate; (4) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa. In tale ambito il Collegio Sindacale

85991/830

ha vigilato sull'adeguatezza della struttura organizzativa in coerenza con la strategia di decarbonizzazione e la trasformazione in atto.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2021, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo *"Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"*, relativamente ai principali procedimenti giudiziari che interessano la società anche per i profili di cui al D.Lgs. 231/2001, che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017 e successivamente modificato con delibera n. 21028 del 3 settembre 2019), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2021, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in

PP

24

AP

24

AP

ambito ai fini del sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria, rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi non sono pervenute denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile.

Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio, il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2021 e alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

8 aprile 2022

Rosalba Casiraghi

Enrico Maria Bignami

Marcella Caradonna

Giovanna Ceribelli

Marco Seracini

85991/832

La Relazione che precede risulta agli atti della Società, sottoscritta in originale da tutti i componenti del Collegio Sindacale.

La Presidente del Collegio Sindacale di Eni SpA

Rosalba Casiraghi



85991/833

Rapporto di verifica

1. Descrizione

Il file **RELAZIONE CS ENI SPA 8 APRILE 2022 + dichiarazione Presidente.pdf.p7m** è un documento elettronico di tipo CAdES (busta P7M con documento firmato).

Questo rapporto di verifica è stato generato in data 26/04/2022 alle 14:33:40 UTC.

2. Schema di sintesi

Firmatario	Autorità emittente	Esito verifica
1) ROSALBA CASIRAGHI	INFOCERT SPA	

3. Dettagli

- Nome file: **RELAZIONE CS ENI SPA 8 APRILE 2022 + dichiarazione Presidente.pdf.p7m**
- Impronta del file: **7588bc5aee1450effc49ca21dbe755908a301f4513c38dc0b79675da5083cf26**
- Algoritmo di impronta: **SHA256**
- Tipo: **p7m**
- Data della verifica: **26/04/2022 alle 14:32:16 UTC**

Qui di seguito è riportato l'elenco dettagliato delle firme, contro-firme e marche temporali apposte sul file in oggetto.

3.1 Firma n° 1 - ROSALBA CASIRAGHI

Questa firma è stata apposta da Rosalba Casiraghi, C.F./P.IVA TINIT-CSRRLB50H57F205Y, nazione IT. Per i dettagli sul certificato utilizzato dal firmatario fare riferimento a [4.1].

Firma apposta in data: **08/04/2022 alle 14:11:41 UTC**

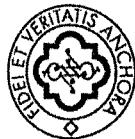
La firma è apposta con algoritmo **SHA256**.

La firma è integra e valida

La firma è conforme alla Determinazione 147/2019 di AgID

4. Certificati di firma

4.1 Certificato n° 1 - ROSALBA CASIRAGHI



- Nome e Cognome del soggetto: **Rosalba Casiraghi**
- Codice Fiscale / Partita IVA: **TINIT-CSRRLB50H57F205Y**
- Titolo: **Non disponibile**
- Organizzazione: **ENI SPA/00484960588**
- Nazione: **IT**
- Numero di serie: **01 38 32 dd**
- Rilasciato da: **INFOCERT SPA**
- Usi del certificato: **Non repudiation (40)**
- Scopi del certificato: <http://www.firma.infocert.it/documentazione/manuali.php>, **1.3.76.24.1.1.2, 0.4.0.194112.1.2**
- Validità: **dal 15/10/2020 alle 10:02:10 UTC al 19/10/2023 alle 00:00:00 UTC**
- Stato di revoca: **Il certificato NON risulta revocato**
- Verifica CRL: **Verificato con CRL numero 2220389 emessa in data 26/04/2022 alle 13:30:00 UTC**
- Verifica OCSP: **Verifica online effettuata in data 26/04/2022 alle 13:30:00 UTC**

(Per i dettagli sul certificato dell'autorità emittente fare riferimento a [A.1.1])

✓ **Il certificato ha validità legale**

Il certificato è conforme al regolamento europeo UE 910/2014 (eIDAS)

Il certificato è conservato dalla CA per almeno **20** anni.

La chiave privata associata al certificato è memorizzata in un dispositivo sicuro conforme al regolamento europeo UE 910/2014 (eIDAS)

Appendice A.

A.1 Certificati delle autorità radice (CA)

A.1.1 Certificato n° 1 - InfoCert Firma Qualificata 2

- Nome e Cognome del soggetto: **InfoCert Firma Qualificata 2**
- Codice Fiscale / Partita IVA: **07945211006**
- Titolo: **Non disponibile**
- Organizzazione: **INFOCERT SPA**
- Nazione: **IT**
- Numero di serie: **01**
- Rilasciato da: **InfoCert Firma Qualificata 2**
- Usi del certificato: **CRL signature,Key certificate signature (6)**
- Scopi del certificato: <http://www.firma.infocert.it/documentazione/manuali.php>
- Validità: **dal 19/04/2013 alle 14:26:15 UTC al 19/04/2029 alle 15:26:15 UTC**

Eni

Relazione sulla Politica
in materia di Remunerazione
e sui compensi corrisposti
2022

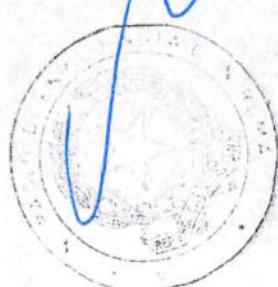
85991/835

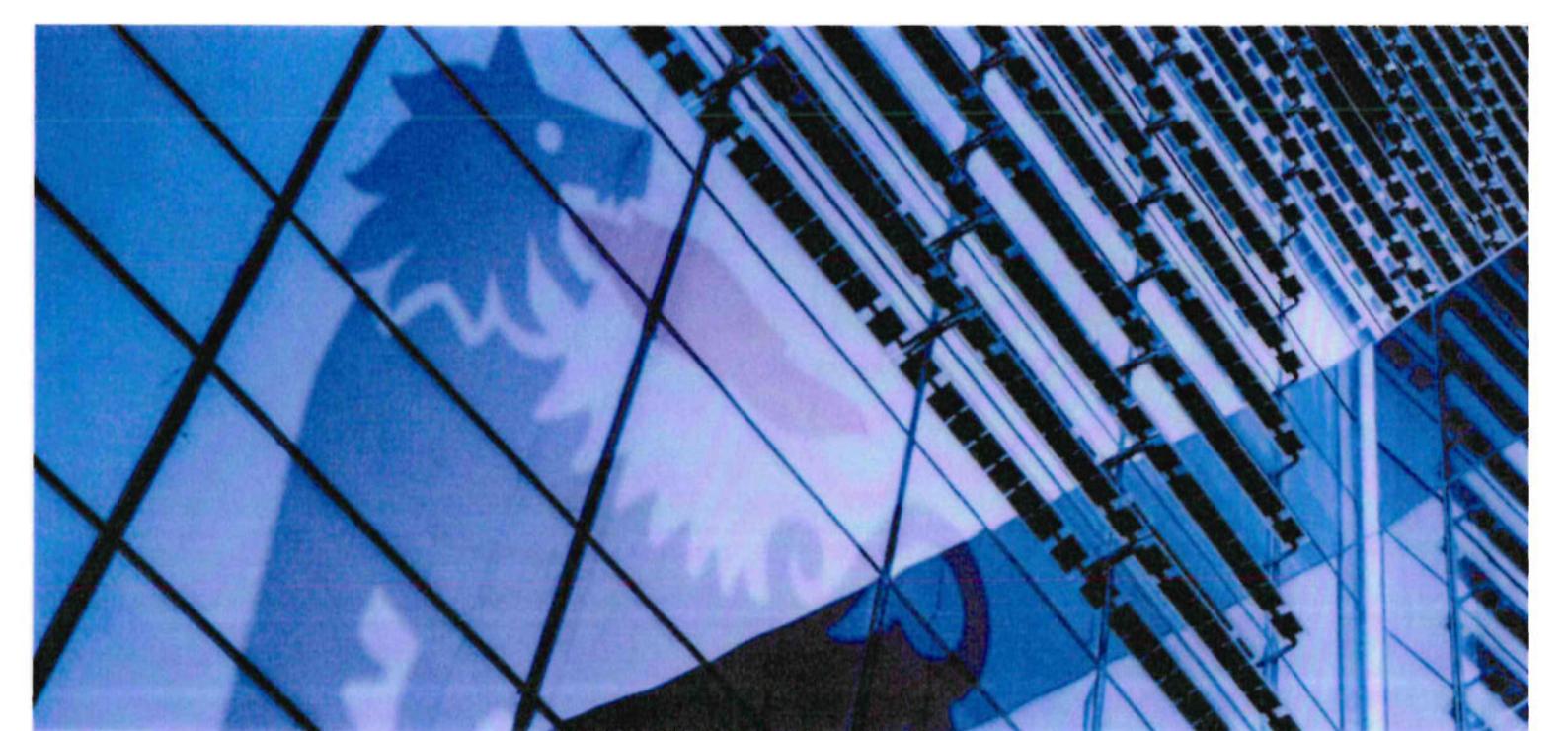
Allegato E'
Reg 26951

Approvata al Consiglio di Amministrazione del 17 marzo 2022

Galvani

Jan





Indice

85991/836

1 LETTERA DELLA PRESIDENTE DEL COMITATO REMUNERAZIONE	4
2 PREMESSA	6
3 SOMMARIO	8
4 SEZIONE I - POLITICA SULLA REMUNERAZIONE PER IL MANDATO 2020-2023	
<i>Sezione non soggetta al voto dell'Assemblea 2022</i>	20
Governo Societario	20
Organici e soggetti coinvolti	20
Rapporti con gli azionisti sui temi di remunerazione	21
Comitato Remunerazione Eni	22
Iter di approvazione della Politica sulla Remunerazione 2020-2023	26
Finalità e principi generali della Politica sulla Remunerazione	27
Finalità	27
Principi Generali	27
Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2020-2023	30
Criteri per la definizione della Politica	30
Collegamento con le strategie aziendali	30
Riferimenti di Mercato e Peer Group	31
Compensi e condizioni di lavoro dei dipendenti	31
Destinatari della Politica	32
Presidente del Consiglio di Amministrazione	32
Amministratori non esecutivi	32
Collegio Sindacale	33
Amministratore Delegato e Direttore Generale	33
Dirigenti con responsabilità strategiche	41



85991/837

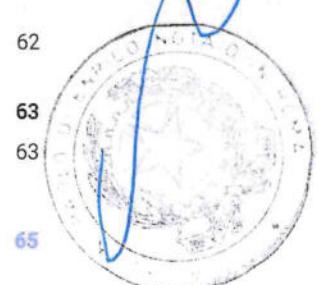
Calvoco

5 SEZIONE II - COMPENSI E ALTRE INFORMAZIONI

Sezione soggetta al voto consultivo dell'Assemblea 2022

Premessa	44
Attuazione politiche retributive di competenza 2021	45
Consuntivazione risultati 2021 ai fini della maturazione degli incentivi erogabili e/o assegnabili nel 2022	46
Compensi maturati e/o attribuiti nel 2021	49
Completamento Informativa sull'attuazione delle politiche retributive di competenza 2020	53
Compensi maturati nell'esercizio 2021	55
Tabella 1 - Compensi maturati per gli Amministratori, i Sindaci, l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, i Direttori Generali e gli altri Dirigenti con responsabilità strategiche	55
Tabella 2 - Piani di incentivazione monetaria a favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei Direttori Generali e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche	58
Tabella 3 - Piani di incentivazione basati su strumenti finanziari, diversi dalle stock option, a favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei Direttori Generali e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche	60
Partecipazioni detenute	62
Tabella 4 - Partecipazioni detenute dagli Amministratori, dai Sindaci, dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dai Direttori Generali e dagli altri Dirigenti con responsabilità strategiche	62
Allegato ai sensi dell'art. 84-bis del Regolamento Emittenti Consob	
- Attuazione 2021 del Piano di Incentivazione di Lungo Termine (ILT) 2020-2022	
Tabella n. 1 dello schema 7 dell'Allegato 3A del Regolamento n. 11971/1999	

6 ALLEGATO: ELENCO GRAFICI E TABELLE



4 85991(828

Lettera della Presidente del Comitato Remunerazione



Nathalie Tocci
Presidente Comitato
Remunerazione

Signori azionisti,

Eni ha operato nel 2021 in un contesto ancora fortemente toccato dalla pandemia, il cui perdurare ha continuato a influenzare il nostro modo di vivere e di lavorare, in uno scenario tuttora volatile e ulteriormente aggravato dalla guerra più grave sul continente europeo dal dopoguerra. La massima attenzione ha continuato ad essere quindi rivolta anzitutto alla tutela delle nostre persone e delle comunità in cui lavoriamo, attraverso il consolidamento delle azioni messe già in atto nel 2020. La tempestiva reazione alla pandemia ha consentito alla Società di ridurre significativamente i suoi costi e quindi di tamponare gli effetti della crisi. Il 2021 ha tradotto queste azioni in una performance che ha consentito una forte generazione di cassa per coprire dividendi e buy-back e ridurre il rapporto di indebitamento già ritornati a livello pre-crisi e, nel contempo, rafforzare il nostro piano di transizione energetica. Grazie alle efficaci azioni intraprese per contrastare la crisi, Eni non ha dovuto effettuare esuberi né ricorrere a sussidi.

La pandemia – come ogni crisi – ha pertanto costituito un’ulteriore, forte leva verso il cambiamento e l’accelerazione delle azioni definite dalla Mission aziendale e dalla nostra strategia: assicurare energia pulita a tutti con il chiaro obiettivo della neutralità carbonica entro il 2050. Nel contesto di guerra, violenza e profonda instabilità che scuote oggi il nostro continente, con forti ripercussioni anche sul settore energetico, Eni continua a dimostrare la sua capacità di reazione, resilienza e di impegno nella sua missione e strategia.

Il processo che condurrà alla realizzazione di questo obiettivo di importanza epocale, secondo traguardi intermedi e finali, si baserà sui pilastri della decarbonizzazione, del progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili e della creazione di nuovi business improntati al paradigma dell’economia circolare. La Politica di remunerazione di Eni contribuisce ampiamente a questo processo attraverso il suo sistema di incentivazione ed il peso attribuito a metriche di decarbonizzazione e sostenibilità, ulteriormente affinate nel 2021.

Il dialogo con gli azionisti

Nello svolgimento delle attività previste nell’ambito del proprio programma annuale, il Comitato ha operato nella consapevolezza della straordinarietà delle condizioni determinate dalla crisi innescata dal COVID, condizioni che si sono evidentemente riflesse anche sugli orientamenti espressi dagli azionisti nel 2021. Il Comitato ha pertanto dedicato ampio spazio all’esame dei razionali del voto assembleare, attraverso l’implementazione di un ciclo di incontri strutturato con gli investitori istituzionali e con i principali proxy advisor.

In tali occasioni, gli investitori hanno motivato le ragioni del voto espresso sull’attuazione delle politiche retributive relative all’anno 2020 evidenziando che, in considerazione della revisione dei target intrapresa alla luce della pandemia, le misure di differimento di una parte significativa dei compensi variabili, attuate sia nel 2020 che nel corso del 2021, non risultavano sufficienti. Avrebbero pertanto auspicato azioni di riduzione volontaria delle retribuzioni, ovvero l’esercizio di discrezionalità nella definizione dei payout finali dei sistemi di incentivazione.

L’esito degli incontri ha confermato un generale apprezzamento delle finalità, della struttura complessiva e delle specifiche articolazioni della Politica di Eni, per quanto riguarda in particolare l’equilibrio tra gli indicatori economico-finanziari e quelli mirati alla transizione energetica.

Il Comitato ha molto apprezzato i feedback ricevuti, traendone indicazioni utili sull’opportunità di mantenere un dialogo efficace con gli investitori, soprattutto in circostanze eccezionali, per avere l’opportunità di verificarne gli orientamenti e ricevere un riscontro sulle scelte effettuate.

Nell’elaborare la Relazione 2022 è stato inoltre condiviso l’obiettivo di approfondire ulteriormente, nella seconda sezione del documento, la descrizione della metodologia applicata e delle valutazioni effettuate in occasione della consultazione dei risultati di performance, nel rispetto del mandato affidato al Comitato.

Le metodologie applicate, le valutazioni svolte e le proposte presentate al Consiglio saranno inoltre ampiamente illustrate nel corso degli incontri in programma nella primavera di quest’anno, in vista della consultazione assembleare, anche quest’anno limitata alla seconda sezione del documento, in considerazione della durata triennale della Politica approvata nel 2020.

85991/839

La rilevanza di un dialogo franco e costruttivo con gli investitori è infine testimoniata dalla esplicita introduzione, tra i compiti del Comitato, di un punto specifico sull'esame e monitoraggio degli esiti delle attività di engagement svolte a supporto della Politica di remunerazione Eni, nei termini previsti nella politica approvata dal Consiglio, in coerenza con le raccomandazioni del nuovo Codice di Corporate Governance.

I risultati 2021

Facendo leva sulle azioni intraprese nel 2020, nel 2021 abbiamo registrato risultati eccellenti e accelerato la nostra strategia di transizione energetica. La forte generazione di cassa ha reso disponibili €7,6 mld di free cash flow organico che hanno supportato l'accelerazione della crescita dei business green e garantito una remunerazione agli azionisti in linea con i livelli pre-pandemia riducendo allo stesso tempo il rapporto d'indebitamento al 20%, rispetto al 31% dello scorso anno.

Nel corso del 2021 abbiamo posto delle solide basi per un'ulteriore fase di trasformazione del nostro portafoglio con l'annuncio della quotazione di Plenitude, che integra rinnovabili, clienti e mobilità elettrica, e l'IPO di Vår Energi presso la Borsa norvegese, nonché la creazione con BP di un veicolo strategico per lo sviluppo congiunto delle attività in Angola.

Dal punto di vista della sicurezza sul lavoro abbiamo registrato la migliore performance degli ultimi 5 anni, in base all'indicatore che considera anche la gravità degli infortuni (SIR), che conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza.

In estrema sintesi, nel 2021 abbiamo conseguito risultati di assoluto rilievo, a conferma dell'efficacia della strategia che abbiamo lanciato fin dall'inizio della pandemia.

Uno sguardo al futuro: la Politica per il nuovo mandato

In Comitato siamo consapevoli che la Politica triennale implementata nel corso di questi anni e che ha dato prova di robustezza ed equilibrio, potrebbe richiedere eventuali aggiornamenti in relazione all'evoluzione delle linee di indirizzo strategico, delle prassi e del contesto di riferimento, nonché delle indicazioni provenienti dal mercato e dagli investitori, in vista della presentazione di una nuova proposta all'Assemblea che si terrà nel 2023.

Un punto che il Comitato prevede di mantenere fermo è quello relativo alla durata triennale della Politica, che ne consente il naturale allineamento ai termini del mandato consiliare e determina il consolidamento nel tempo delle soluzioni proposte, per poterne testare la validità in un arco di tempo sufficiente e poter confidare nella stabilità e resilienza delle stesse anche in situazioni di crisi e incertezza, come abbiamo avuto modo di sperimentare nel corso degli ultimi due anni.

Il Comitato valuterà inoltre le caratteristiche e i parametri di performance del Piano di Incentivazione di Lungo Termine che dovrà essere adottato alla scadenza di quello attuale, la cui ultima attribuzione sarà deliberata ad ottobre di quest'anno, alla luce delle recenti raccomandazioni del Codice di Corporate Governance e dell'evoluzione delle priorità strategiche della Società, con l'obiettivo di continuare a promuovere la creazione di valore sostenibile nel lungo periodo.

Il nostro impegno a consolidare e rafforzare ulteriormente la posizione di eccellenza raggiunta sulle tematiche ESG, dalla sicurezza sul lavoro alla sfida della decarbonizzazione, sino a una crescente valorizzazione dei temi di Diversity & Inclusion, rimarranno al centro del nostro lavoro.

Conclusioni

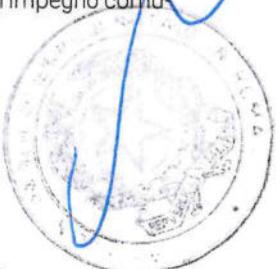
Cari azionisti, la Relazione che a nome di tutto il Comitato sono lieta di presentarvi illustra le attività svolte e le iniziative realizzate nel 2021 dal Comitato e la sua seconda sezione sarà sottoposta al vostro esame e voto consultivo in occasione dell'assemblea convocata il prossimo 11 maggio 2022.

Confidando nella vostra rinnovata fiducia e sostegno, rimaniamo aperti e disponibili al confronto, certi dell'impegno comune alla costruzione del successo sostenibile della società.

9 marzo 2022


Nathalie Tocci

Presidente del Comitato Remunerazione



Premessa

Sezione I non soggetta al voto dell'Assemblea 2022

La presente Relazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato Remunerazione in data 17 marzo 2022 in adempimento dei vigenti obblighi normativi e regolamentari¹:

- ▶ riporta, nella prima sezione, la descrizione della Politica adottata da Eni SpA (di seguito "Eni" o la "Società") per la remunerazione degli Amministratori, dei Sindaci e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche², per l'intero mandato amministrativo 2020-2023, a seguito della sua approvazione da parte dell'assemblea del 13 maggio 2020, con voti favorevoli pari ad oltre il 95% dei partecipanti. La durata della Politica copre conseguentemente un periodo di tre esercizi, decorrenti dalla data della citata assemblea del 13 maggio 2020 sino alla data dell'assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022. La prima sezione descrive inoltre le finalità generali perseguiti dalla Politica, gli organi coinvolti e le procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della stessa. La presente Relazione riporta pertanto il contenuto della prima sezione della Relazione 2020, aggiornato limitatamente alla descrizione delle attività svolte dal Comitato Remunerazione nel corso del 2021. Non essendo previsti cambiamenti alla Politica approvata per il triennio 2020-2023, la stessa non sarà sottoposta a votazione assembleare nel 2022. I principi generali e le linee guida richiamati nella prima sezione della presente Relazione rilevano anche ai fini della determinazione delle politiche retributive delle società direttamente e indirettamente controllate da Eni³, con esclusione delle società quotate controllate (anche a controllo congiunto), direttamente tenute all'applicazione della normativa;
- ▶ illustra, nella seconda sezione, l'attuazione della Politica di competenza 2021 con informazioni sulla consultivazione dei risultati, nonché, per gli Amministratori, i Sindaci, l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, i Direttori Generali⁴, e, in forma aggregata, per gli altri Dirigenti con responsabilità strategiche, i compensi maturati nell'esercizio 2021 e le partecipazioni detenute. La sezione riporta, infine, le informazioni relative all'attuazione 2021 del Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022, secondo quanto previsto dalla regolamentazione vigente⁵.

La Politica descritta nella prima sezione è stata predisposta in linea con le raccomandazioni in tema di remunerazione del Comitato per la Corporate Governance e del Codice di Autodisciplina delle società quotate, nella versione del luglio 2018, in vigore al momento della sua definizione ed approvazione, e risulta inoltre sostanzialmente conforme ai Principi e alle raccomandazioni del Codice di Corporate Governance approvato nel gennaio 2020 (di seguito puntualmente richiamati), cui Eni formalmente ha aderito in data 23 dicembre 2020⁶, secondo le valutazioni svolte dal Consiglio in sede di adesione al nuovo Codice.

(1) Art. 123-ter del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria - TUF), nella versione da ultimo modificata dall'art. 3 del D.Lgs. n. 49 del 10 maggio 2019, e art. 84-quater del Regolamento Emittenti Consob (Delibera n. 11971/99 e successive modifiche e integrazioni).

(2) Rientrano nella definizione di "Dirigenti con responsabilità strategiche" di cui all'art. 65, comma 1-quater, del Regolamento Emittenti, i soggetti che hanno il potere e la responsabilità, direttamente e indirettamente, della pianificazione, direzione e controllo di Eni. I Dirigenti con responsabilità strategiche di Eni, diversi da Amministratori e Sindaci, sono i Direttori primi riporti dell'Amministratore Delegato e della Presidente di Eni e, comunque, i componenti del Comitato di Direzione della Società. Per maggiori informazioni sulla struttura organizzativa di Eni si rinvia al sito internet della Società (www.eni.com).

(3) La determinazione delle politiche retributive delle società controllate avviene nel rispetto del principio di autonomia gestionale in particolare delle società soggette a regolazione, nonché in coerenza con le prescrizioni previste dalle normative locali.

(4) Per maggiori dettagli sulla nuova organizzazione della società, si veda il comunicato stampa del 4 giugno 2020.

(5) Art. 114-bis del TUF e art. 84-bis del Regolamento Emittenti Consob.

(6) Per maggiori informazioni sui termini di adesione di Eni al Codice di Corporate Governance, si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari nonché alla sezione "Governance" del sito internet della Società.

85991/865

Le due sezioni della Relazione sono introdotte dal "Sommario" che ha lo scopo di fornire al mercato e agli investitori un quadro di sintesi della Politica programmata per il mandato in corso, informazioni sulle strategie di Eni, informazioni di sostenibilità e pay for performance nonché sui risultati del voto espresso nelle ultime Assemblee annuali sulla Relazione sulla Remunerazione.

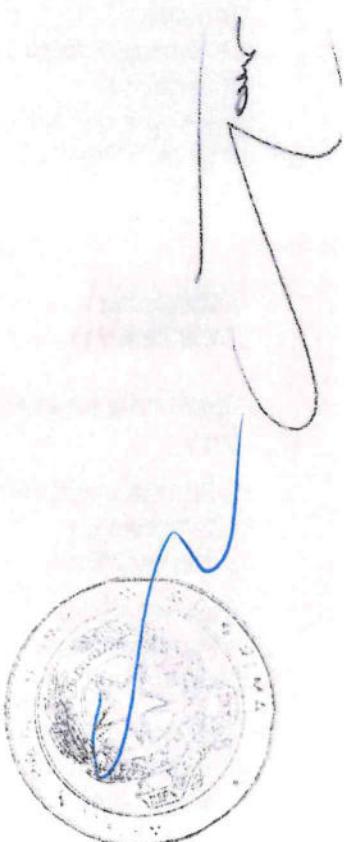
Nella prima Sezione, nell'ambito della struttura di obiettivi definita per l'intero mandato per i Piani di Incentivazione Variabile, sono contenute le informazioni relative agli indicatori di performance del Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento 2022 e agli indicatori di performance triennali di tipo assoluto della terza attribuzione del Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022, in coerenza con il Piano Strategico 2022-2025.

Il testo della presente Relazione è messo a disposizione del pubblico, entro il ventunesimo giorno precedente la data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2021 e chiamata a esprimersi, con voto non vincolante, unicamente sulla seconda sezione della stessa, secondo quanto previsto dalla normativa vigente⁷.

La Relazione sarà messa a disposizione presso la sede sociale e nelle sezioni "Governance" e "Documentazione" del sito internet della Società, oltre che sul sito del gestore integrato dei servizi di stoccaggio e deposito delle informazioni regolamentate "1Info" (consultabile all'indirizzo www.1info.it).

In linea con quanto richiesto dalla normativa⁸, la società PricewaterhouseCoopers SpA, incaricata della revisione legale dei conti, ha verificato l'avvenuta predisposizione della seconda sezione della presente Relazione.

I documenti informativi relativi ai piani di compensi in essere basati su strumenti finanziari sono reperibili nella sezione "Governance" del sito internet della Società.



(7) Art. 123-ter del TUF, come modificato dall'art. 3 del D.Lgs. n. 49/19, con particolare riferimento ai commi 3-bis, 3-ter e 6.

(8) Art.123-ter, comma 8-bis, del TUF, come modificato dall'art. 3 del D Lgs. n. 49/19.

Sommario



[Assemblea
del 13 maggio 2020:
approvazione
Linee Guida di Politica
mandato 2020-2023](#)

INDICE DEI CONTENUTI

[INDICATORI DI SINTESI
2021](#)

[STRATEGIA, SVILUPPO
SOSTENIBILE E
REMUNERAZIONE](#)

[POLITICA SULLA
REMUNERAZIONE
2020-2023](#)

[REMUNERAZIONE
DELL'AD/DG VERSO
IL PEER GROUP](#)

[RISULTATI DEL VOTO
ASSEMBLEARE](#)

La Politica sulla Remunerazione Eni è deliberata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato Remunerazione, costituito integralmente da Amministratori non esecutivi e indipendenti, ed è definita in coerenza con il modello di governo societario adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Corporate Governance.

La Politica sulla remunerazione illustrata nella prima sezione della presente Relazione, approvata in sede assembleare in data 13 maggio 2020, prevede le Linee Guida per la remunerazione degli Amministratori, dei Sindaci e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche per gli esercizi 2020-2023, in coincidenza con la durata del mandato degli organi sociali.

Il Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2020 ha approvato le suddette Linee Guida di Politica, su proposta del Comitato Remunerazione, ad esito di un processo istruttorio riguardante il quadro normativo di riferimento, per quanto riguarda in particolare le novità conseguenti al recepimento della Direttiva SRD II, le prassi di mercato in Italia e all'estero, nonché le analisi di confronto retributivo effettuate con il supporto di società di consulenza internazionali.

Le Linee Guida di Politica 2020-2023 sono state inoltre definite alla luce degli orientamenti espressi dagli azionisti in occasione del voto assembleare sulla Politica 2019 (voti favorevoli pari, complessivamente al 96,78% dei partecipanti), mantenendo pertanto inalterata la struttura e i livelli retributivi potenziali massimi previsti dalla precedente Politica per i ruoli apicali di Presidente e Amministratore Delegato, oltre che per gli Amministratori non esecutivi in relazione alla loro partecipazione ai Comitati Consiliari.

Le Linee Guida di Politica 2020-2023 prevedono infine, secondo quanto richiesto dalla normativa in recepimento delle indicazioni contenute nella Direttiva SRD II, specifiche raccomandazioni anche sulla retribuzione della Presidente e degli altri membri del Collegio Sindacale, successivamente definita in sede assembleare, all'atto della nomina, per tutta la durata del mandato.

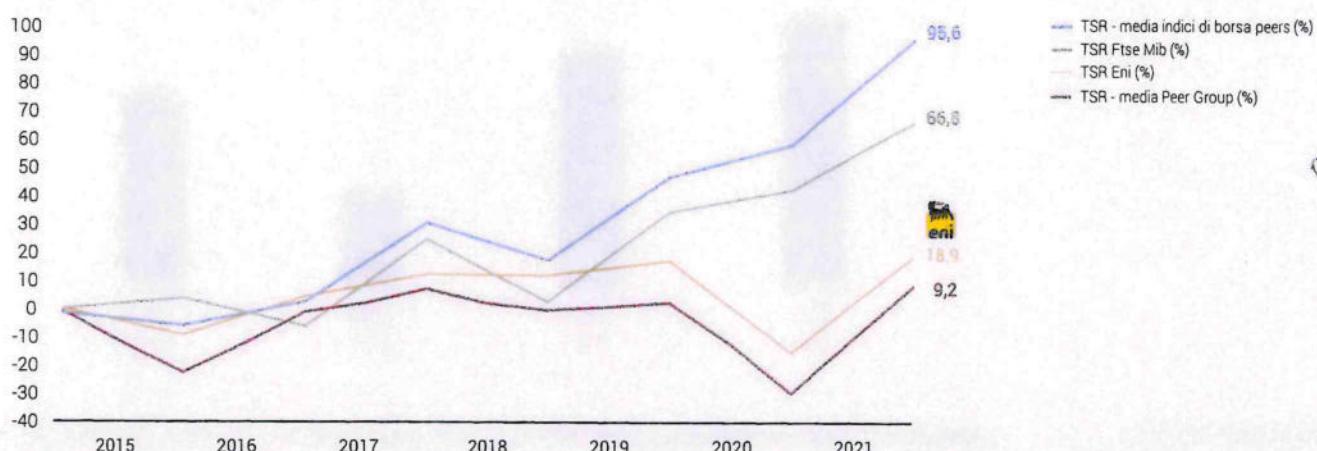
85991 863

Indicatori di sintesi 2021

TSR: Nel periodo 2015-2021, come evidenziato nel grafico 1, il Total Shareholder Return Eni è risultato pari al +18,9%, rispetto al +9,2% del Peer Group⁹, mentre il Total Shareholder Return del FTSE Mib è stato pari al +66,8% rispetto al +95,6% della media degli Indici di Borsa di riferimento dei peers¹⁰.

Total Shareholder Return

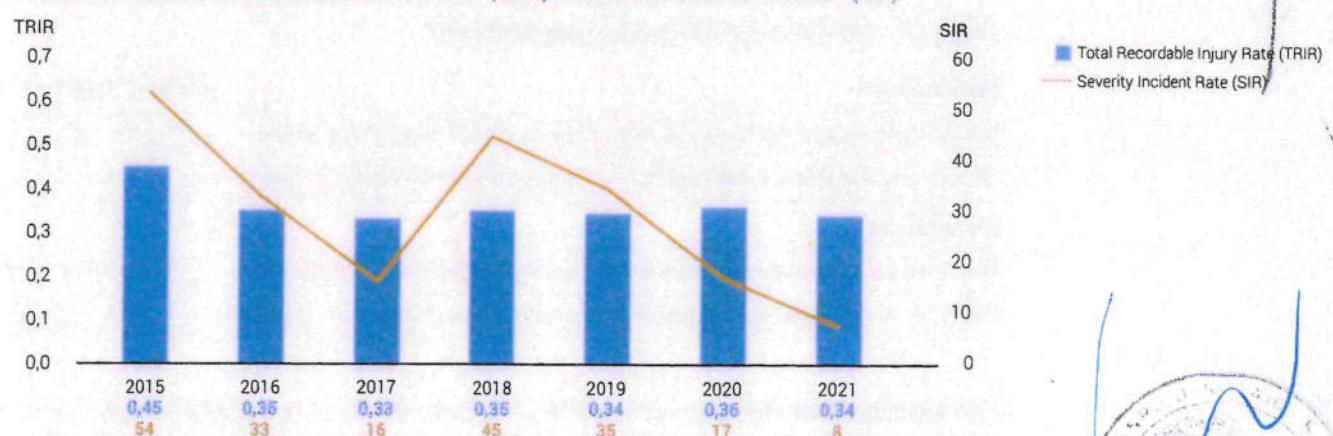
GRAFICO 1 – TOTAL SHAREHOLDER RETURN
(Eni vs. Peer Group e Indici di Borsa di riferimento)



SIR: Nel 2021, come evidenziato dal grafico 2, l'indice Severity Incident Rate (SIR) risulta in miglioramento rispetto all'anno precedente, così come il parametro Total Recordable Injury Rate (TRIR) rispetto al quale Eni risulta "best in class" tra i peers Oil & Gas (il secondo nel ranking, ovvero ConocoPhillips, nel 2020 ha consuntivato un TRIR pari a 0,60 vs. 0,36 di Eni).

Severity Incident Rate

GRAFICO 2 – TOTAL RECORDABLE INJURY RATE^(a) (TRIR) E SEVERITY INCIDENT RATE^(b) (SIR)



(a) Infortuni totali registrabili/ora lavorate x 1.000.000.

(b) Infortuni totali registrabili ponderati per livello di gravità dell'incidente/ora lavorate x 1.000.000. La serie storica è stata aggiornata rispetto ad un adeguamento nella metodologia di calcolo, applicato a partire dal budget 2021.

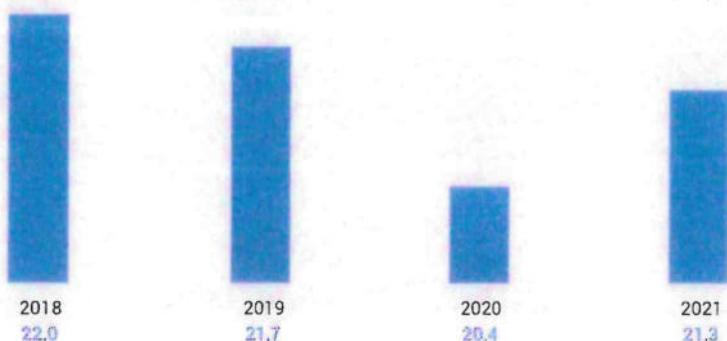
(9) Il Peer Group è composto da: Exxon Mobil, Chevron, BP, Shell, Total, ConocoPhillips, Equinor, Apache, Marathon Oil, Occidental Petroleum.

(10) Le borse di riferimento sono: Standard & Poor 500, Cac 40, FTSE 100, AEX, OBX.

Intensità emissiva GHG

Intensità emissiva GHG attività upstream operata e non operata equity (Scope 1 + 2): in relazione all'introduzione di tale parametro nell'ambito degli obiettivi dei piani di incentivazione di breve e lungo termine di Eni, si riporta il trend dei relativi risultati per il periodo 2018-2021. In particolare, i risultati 2021, riportati nel grafico 3, evidenziano un aumento dell'indice principalmente legato ad un calo generalizzato delle produzioni e ad un lieve aumento delle emissioni, in particolare dovuto ad interruzioni di emergenza in Nigeria e Angola e alla ripresa delle attività onshore in Libia. L'effetto è parzialmente compensato dall'incremento della produzione di Zohr (asset a basso impatto emissivo).

GRAFICO 3 – INTENSITÀ EMISSIONI GHG SCOPE 1 E SCOPE 2 UPS EQUITY (tCO₂ eq./kboe)



Pay ratio AD/DG
vs. mediana dipendenti

Pay ratio AD/DG vs. mediana dipendenti: di seguito, nella tabella 1, vengono riportati i pay ratio tra la remunerazione dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale e la remunerazione mediana dei dipendenti Italia e a livello globale, calcolati in riferimento sia alla remunerazione fissa sia alla remunerazione totale¹¹; il pay ratio della retribuzione totale Eni è risultato nel 2020 mediamente superiore a quelli pubblicati da altre aziende del Peer Group (Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Exxon Mobil, Marathon Oil, Occidental, Shell) con un valore medio nel 2020 pari a circa 103, in relazione alla maturazione per l'AD/DG Eni dell'Incentivo di Lungo Termine azionario e alla riduzione o mancata erogazione del bonus 2020 per alcuni Peers.

TABELLA 1 – PAY RATIO AD/DG VS. MEDIANA DIPENDENTI

Dipendenti Italia	2018	2019	2020	2021
Rapporto tra la remunerazione fissa dell'AD/DG e la retribuzione fissa mediana dei dipendenti	37	37	37	36
Rapporto tra la remunerazione totale dell'AD/DG e la retribuzione totale mediana dei dipendenti	115	108	97	138
Tutti i Dipendenti				
Rapporto tra la remunerazione fissa dell'AD/DG e la retribuzione fissa mediana dei dipendenti	38	37	36	36
Rapporto tra la remunerazione totale dell'AD/DG e la retribuzione totale mediana dei dipendenti	118	110	97	141

Pay ratio di genere

Pay ratio di genere: di seguito, nella tabella 2, vengono riportati i dati di pay ratio di genere per la retribuzione fissa e totale che evidenziano per la popolazione Italia e globale un sostanziale allineamento tra le retribuzioni della popolazione femminile e quella maschile, con scostamenti tra gli anni statisticamente non rilevanti. Nel calcolo del pay ratio, Eni utilizza una metodologia di comparazione retributiva a parità di livello di ruolo e anzianità, secondo il principio delle Nazioni Unite "pari retribuzione a parità di lavoro". Tale allineamento risulta comunque confermato in termini complessivi anche determinando il pay ratio non a parità di livello di ruolo ("pay ratio raw"); in particolare nel 2021 il pay ratio raw è risultato pari a 100% per la retribuzione fissa e 97% per la retribuzione totale.

(11) La remunerazione totale comprende le componenti retributive monetarie variabili e i benefits valorizzati.

85991 (845)

TABELLA 2 – PAY RATIO DI GENERE

Dipendenti Italia	Remunerazione fissa				Remunerazione totale			
	2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021
Pay ratio totale (donne vs. uomini)	99	99	98	99	100	99	99	100
Senior Manager (donne vs. uomini)	96	96	97	98	96	96	97	98
Middle Manager e Senior Staff (donne vs. uomini)	97	97	97	98	98	97	97	98
Impiegati	102	101	101	101	102	102	101	102
Operai	98	95	95	96	98	95	95	96
Tutti i Dipendenti^(a)								
Pay ratio totale (donne vs. uomini)	98	98	98	99	98	98	99	99
Senior Manager (donne vs. uomini)	97	98	97	98	97	97	98	98
Middle Manager e Senior Staff (donne vs. uomini)	99	97	97	98	99	97	97	98
Impiegati	98	100	100	100	98	100	100	100
Operai	98	96	96	96	98	96	96	96

(a) Nel 2021 l'analisi è stata effettuata su oltre il 90% dei dipendenti Eni.

Minimi Salariali: Eni definisce, come evidenziato in tabella 3, per ciascun Paese in cui opera, riferimenti salariali di politica ampiamente superiori ai minimi di legge/contrattuali, nonché al 1° decile¹² del mercato retributivo locale, e verifica annualmente il posizionamento retributivo delle proprie persone, adottando eventuali azioni correttive. La tabella 3 riporta, per i principali Paesi in cui Eni è presente, il confronto tra il 1° decile Eni e il 1° decile del mercato retributivo del Paese, nonché con l'eventuale minimo salariale previsto per legge, entrambi espressi in termini di rapporto percentuale.

Minimi salariali

TABELLA 3 – MINIMI SALARIALI

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

Legenda

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



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

(b) Salari minimi definiti per legge nei vari Paesi o, ove non previsti, dal contratto collettivo nazionale.

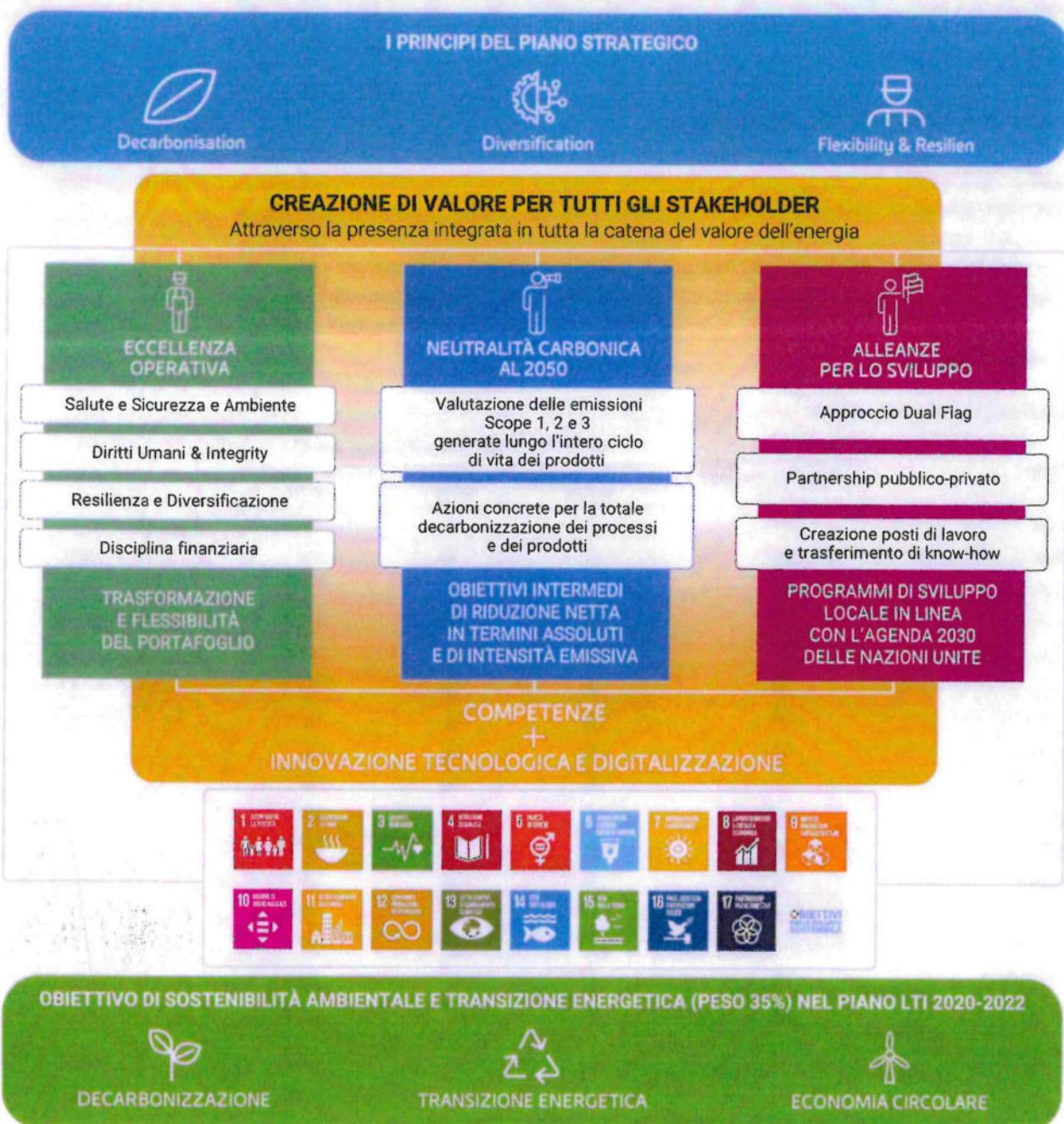
(12) Il 1° decile rappresenta la prassi al di sotto della quale si collocano ancora il 10% delle retribuzioni.

Strategia, sviluppo sostenibile e remunerazione

Collegamento tra modello di business per lo sviluppo sostenibile e remunerazione di lungo termine

Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore per tutti gli stakeholder, attraverso una forte presenza lungo tutta la catena del valore dell'energia: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionali e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare e alla commercializzazione ai mercati finali e ai clienti retail e business.

Eni punta a contribuire, direttamente o indirettamente, al conseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete ed economicamente sostenibili alle sfide di contrastare il cambiamento climatico e dare accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile, per tutti. A sostegno di tale modello e degli indirizzi del Piano Strategico, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022 prevede uno specifico obiettivo su temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su specifici traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione, transizione energetica e all'economia circolare.



85991/867

Politica sulla Remunerazione 2020-2023

La Politica sulla Remunerazione supporta il raggiungimento degli indirizzi definiti nel Piano Strategico della Società promuovendo, attraverso un adeguato bilanciamento dei parametri di performance dei sistemi di incentivazione di breve e di lungo termine, l'allineamento degli interessi del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore sostenibile per gli azionisti in una prospettiva di medio-lungo periodo.

Criteri di allineamento
tra la Politica sulla
Remunerazione e gli
indirizzi del Piano
Strategico

TABELLA 4 – ALLINEAMENTO CON LA STRATEGIA

	Drivers strategici	Sostenibilità ambientale e transizione energetica	Integrazione ed espansione dei business	Efficienza operativa e finanziaria
Piano IBT	Risultati economico-finanziari (25%)		✓	✓
	Risultati operativi e sostenibilità economica (25%)	✓	✓	✓
	Sostenibilità ambientale e capitale umano (25%)	✓		
	Efficienza e solidità finanziaria (25%)			✓
Piano ILT	TSR normalizzato (25%)		✓	
	NPV delle riserve certe (20%)		✓	
	Free Cash Flow Organico (20%)			✓
	Decarbonizzazione (15%)	✓	✓	✓
	Transizione Energetica (10%)	✓	✓	
	Economia Circolare (10%)	✓	✓	✓
Creazione di valore per gli azionisti e gli altri stakeholder				

Cosa facciamo

- ▶ Piani di incentivazione variabile con obiettivi, finanziari e non finanziari, predeterminati e misurabili, in coerenza con il Piano strategico
- ▶ Pay-mix dei ruoli esecutivi con significativa incidenza delle componenti di lungo termine
- ▶ Valutazione delle performance sia in termini assoluti che relativi rispetto ai peer di settore
- ▶ Periodi di maturazione degli incentivi di lungo termine non inferiori a 3 anni, e clausole di lock-up per gli strumenti azionari
- ▶ Clausole di malus e clawback, nei casi di errore, dolo e gravi e intenzionali violazioni di leggi e/o regolamenti, del Codice Etico o delle norme aziendali
- ▶ Piano di engagement strutturato per raccogliere le aspettative e i feedback dei nostri azionisti

Cosa non facciamo

- ▶ Nessun livello retributivo superiore ai riferimenti di mercato, in ambito nazionale e internazionale
- ▶ Nessuna forma di remunerazione variabile per gli Amministratori non esecutivi
- ▶ Nessuna forma di incentivazione di natura straordinaria per l'AD/DG
- ▶ Nessuna indennità di fine mandato o risoluzione del rapporto di lavoro superiore ai limiti di legge e/o di contratto
- ▶ Nessun benefit di valore eccessivo, con limitazione ai benefit previdenziali, assistenziali e assicurativi

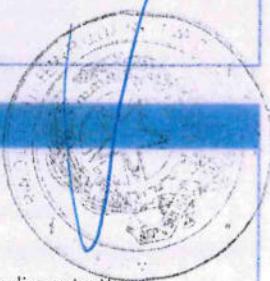


TABELLA 5 – QUADRO DI SINTESI DELLE LINEE GUIDA DI POLITICA SULLA REMUNERAZIONE 2020-2023*

Riferimenti di mercato e remunerazione fissa

POLITICA RETRIBUTIVA E RIFERIMENTI DI MERCATO

FINALITÀ E CONDIZIONI Attrarre e fidelizzare risorse di elevata capacità manageriale e motivarle al raggiungimento di obiettivi sostenibili nel lungo periodo

CRITERI E PARAMETRI La Politica di Remunerazione per il mandato 2020-2023 assume come riferimento massimo (eventualmente rimodulabile) la Politica del mandato 2017-2020.

Riferimento di mercato Amministratore Delegato (AD):

Peer Group Eni (Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Shell e Total) che costituisce anche il riferimento per la misurazione dei parametri di performance relativa del Piano ILT azionario.

Riferimento di mercato Dirigenti con Responsabilità Strategiche (DIRS):

ruoli di pari livello di responsabilità nell'ambito del settore industriale nazionale ed internazionale.

REMUNERAZIONE FISSA

FINALITÀ E CONDIZIONI Valorizzare responsabilità, competenze ed esperienze

CRITERI E PARAMETRI **AD:** Retribuzione fissa determinata in misura massima pari a quella del mandato 2017-2020, eventualmente riducibile in relazione alle deleghe conferite nel mandato, agli incarichi e deleghe attribuite e alla tipologia del rapporto di lavoro, tenuto conto del profilo di competenze/esperienze del candidato.

DIRS:

Retribuzione fissa definita in relazione al ruolo assegnato ed eventualmente adeguata con riferimento ai livelli retributivi mediani di mercato

RIFERIMENTI MASSIMI **AD:** Remunerazione fissa massima di 1.600.000 €

Sistemi di incentivazione di breve e lungo termine

PIANO DI INCENTIVAZIONE DI BREVE TERMINE (PIANO SOGGETTO A MALUS/CLAWBACK)

FINALITÀ E CONDIZIONI Motivare il conseguimento degli obiettivi annuali in ottica di sostenibilità nel medio-lungo termine

CRITERI E PARAMETRI **Obiettivi 2022 AD:**

- 1) Risultati economico-finanziari: EBT (12,5%) e Free cash flow (12,5%)
- 2) Risultati operativi e sostenibilità dei risultati economici: produzione idrocarburi (12,5%) e Capacità installata incrementale rinnovabili (12,5%)
- 3) Sostenibilità ambientale e capitale umano: Intensità emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 equity (12,5%) e Severity Incident Rate (12,5%)
- 4) Efficienza e solidità finanziaria: ROACE (12,5%) e Debt/EBITDA (12,5%)

Obiettivi 2022 DIRS:

Obiettivi di business e individuali declinati sulla base della struttura prevista per l'AD/DG in relazione alle responsabilità assegnate.

Misurazione Obiettivi

- ▶ Scala di risultato: 70 ÷ 150 punti (target=100)
- ▶ al di sotto di 70 punti il risultato dell'obiettivo è considerato pari a zero
- ▶ la soglia minima di incentivazione è collocata ad 85 punti di risultato complessivo
- ▶ coefficiente di rettifica del punteggio complessivo pari a 1,1 in presenza di eventuali operazioni di evoluzione di portafoglio non previste a budget di particolare rilevanza strategica, entro il limite dei 150 punti

Livelli di incentivazione e differimento

- ▶ Incentivo base: definito in % della rem. fissa e differenziato per livello di ruolo
- ▶ incentivo maturato: tra l'85% e il 150% dell'incentivo base, articolato in una quota annuale (65%) ed una quota differita (35%) sottoposta a condizioni di risultato triennali ed erogabile in misura variabile tra il 28% e il 230% della quota attribuita.

RIFERIMENTI MASSIMI

AD: Incentivo base: riferimento massimo pari al 150% della remunerazione fissa.

Quota annuale erogabile:

- ▶ soglia 83% della remunerazione fissa
- ▶ target 98% della remunerazione fissa
- ▶ massimo 146% della remunerazione fissa.

Quota differita erogabile:

- ▶ soglia 38% della remunerazione fissa
- ▶ target 68% della remunerazione fissa
- ▶ massimo 181% della remunerazione fissa.

DIRS:

- ▶ Incentivo base: fino a un massimo pari al 100% della retribuzione fissa.
- ▶ Quota annuale erogabile: fino a un massimo pari al 98% della retribuzione fissa.
- ▶ Quota differita erogabile: fino a un massimo pari al 121% della retribuzione fissa.

PIANO DI INCENTIVAZIONE DI LUNGO TERMINE AZIONARIO 2020-2022 (PIANO SOGGETTO A MALUS/CLAWBACK)

FINALITÀ E CONDIZIONI Promuovere la creazione di valore per gli azionisti e la sua sostenibilità nel lungo periodo

(*) L'attuazione delle Linee Guida di politica 2020-2023 di competenza per il 2021 è descritta nella seconda Sezione della presente Relazione.

CRITERI E PARAMETRI**N. Azioni attribuite**

Determinato dal rapporto tra un valore monetario base e il prezzo di attribuzione delle azioni (pari alla media dei prezzi nei quattro mesi antecedenti l'attribuzione).

Parametri di Performance triennali

- 1) 25% Obiettivo di Mercato: collegato al Total Shareholder Return (relativo)
- 2) 20% Obiettivo Industriale: Net Present Value delle Riserve Certe (relativo)
- 3) 20% Obiettivo Economico-Finanziario: Free Cash Flow Organico (assoluto)
- 4) 35% Obiettivi di Sostenibilità Ambientale e Transizione Energetica, articolato come segue:
 - 4.1) 15% Obiettivo di Decarbonizzazione: Intensità Emissioni di CO₂eq. upstream Scope 1 e Scope 2 equity (assoluto)
 - 4.2) 10% Obiettivo di Transizione Energetica: Sviluppo Generazione Elettrica da Fonti Rinnovabili (assoluto)
 - 4.3) 10% Obiettivo di Economia Circolare: Realizzazione di Progetti rilevanti (assoluto)

Misurazione risultati nel periodo di performance triennale

- Parametri di tipo relativo (TSR, NPV): rispetto al Peer Group
- Parametri di tipo assoluto (FCF, Decarbonizzazione, Transizione Energetica ed Economia Circolare): rispetto ai target di Piano Strategico

N. Azioni assegnate al termine del periodo di maturazione

Determinato in funzione dei risultati nel triennio secondo un moltiplicatore variabile tra il 40% (valore soglia) e il 180% del numero di azioni attribuite.

Periodo di indisponibilità delle azioni

Per tutti i destinatari (se in servizio) una quota del 50% delle azioni assegnate resta vincolata per un periodo di 1 anno dalla data di assegnazione.

RIFERIMENTI MASSIMI**AD:**

- Controvalore azioni attribuite: riferimento massimo pari al 150% della remunerazione fissa complessiva
- Controvalore azioni assegnate:
 - soglia 60% della remunerazione fissa
 - target 174,75% della remunerazione fissa
 - massimo 270% della remunerazione fissa.

DIRS:

- Controvalore azioni attribuite: in relazione al livello di ruolo, fino ad un massimo pari al 75% della retribuzione fissa.
- Controvalore azioni assegnate: in relazione al livello di ruolo, fino ad un massimo pari al 135% della retribuzione fissa.

N.B.: i valori monetari indicati sono calcolati al netto degli effetti di eventuali variazioni del prezzo del titolo

st. Calvare

Altri trattamenti**BENEFICI NON MONETARI****FINALITÀ E CONDIZIONI**

Promuovere la fidelizzazione delle risorse manageriali

CRITERI E PARAMETRI

Benefit prevalentemente assicurativi e assistenziali in linea con quelli definiti dalla contrattazione collettiva nazionale e dagli accordi integrativi aziendali per i Dirigenti (inclusi DG e DIRS).

- Previdenza complementare
- Assistenza sanitaria integrativa
- Coperture assicurative
- Autovettura ad uso promiscuo

TRATTAMENTI DI FINE CARICA E/O RAPPORTO**FINALITÀ E CONDIZIONI**

Tutelare la Società da potenziali rischi di contenzioso e/o concorrenziali nei casi di risoluzione non motivata da giusta causa

CRITERI E PARAMETRI**Indennità di cessazione della carica di AD e del rapporto di lavoro da DG/DIRS**

Da definire sulla base degli incarichi e della tipologia del rapporto di lavoro, secondo i seguenti criteri:

- rapporto di amministrazione (AD) - indennità per i casi di mancato rinnovo dell'incarico e/o revoca anticipata senza giusta causa, nonché in caso di dimissioni conseguenti a una riduzione essenziale delle deleghe;
- rapporto di lavoro dirigenziale (DG/DIRS) - indennità per i casi di risoluzione consensuale definita secondo le politiche aziendali, nei limiti delle tutele previste dal Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro Dirigenti (CCNL)**.

Le indennità non sono corrisposte nei casi di licenziamento per giusta causa e/o dimissioni non giustificate da riduzioni delle deleghe.

Patto di non concorrenza AD

Eventuale mantenimento di un patto opzionale, a tutela degli interessi della Società, con corrispettivo definito in relazione agli obblighi previsti dal Patto (durata e ampiezza dei vincoli).

Patto di non concorrenza DIRS

Esclusivamente per i casi di risoluzione che presentino elevati rischi concorrenziali connessi alla criticità del ruolo e con corrispettivo correlato alla retribuzione e agli obblighi previsti dal Patto (durata e ampiezza dei vincoli).

RIFERIMENTI MASSIMI**Indennità AD/DG:**

- Per la carica da AD: max 2 annualità della remunerazione fissa
- Per l'eventuale ruolo di DG: max 2 annualità della retribuzione fissa e dell'incentivo di breve termine

Eventuale corrispettivo del patto di non concorrenza AD:

- componente fissa: max 1 annualità della remunerazione fissa;
- componente variabile: in funzione della performance media dei 3 anni precedenti: 0 per performance inferiori al target, 500.000 € per performance target; 1.000.000 € per performance massima.

Il corrispettivo dell'opzione prevede un riferimento massimo pari a 300.000 euro.

Indennità DIRS: Indennità definite nei limiti delle tutele massime previste dal CCNL**.

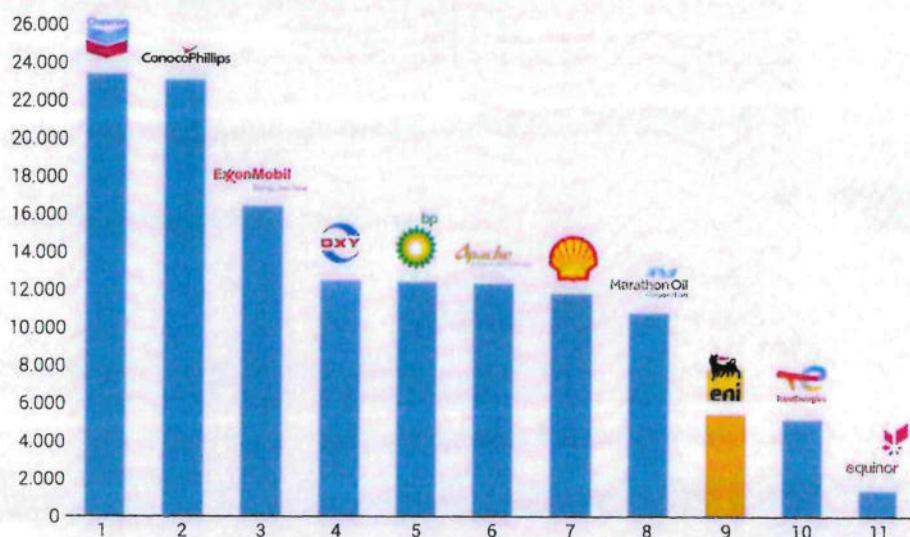
(**) Le tutele CCNL prevedono, nei casi di risoluzione non dovuti a giusta causa, fino a un massimo di 36 mensilità della retribuzione complessiva (retribuzione fissa, incentivi variabili di breve e lungo termine, benefits), compreso quanto dovuto a titolo di indennità di preavviso (pari a un minimo di 6 mensilità, fino a un massimo di 12 mensilità, in rapporto all'anzianità aziendale).

Remunerazione dell'AD/DG verso il Peer Group

Posizionamento
Remunerazione
Totale Eni vs. Peer Group

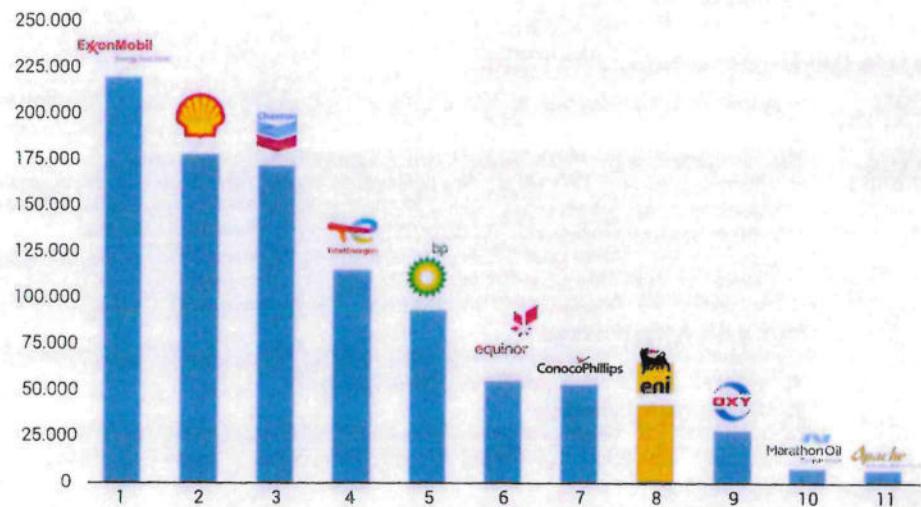
I grafici 4 e 5 illustrano rispettivamente il posizionamento della remunerazione totale media dell'Amministratore Delegato Eni nel periodo 2018-2020 rispetto a quella dei CEO delle società del Peer Group, e il posizionamento in termini di capitalizzazione media nello stesso periodo. I grafici evidenziano per Eni un posizionamento al 9° posto della remunerazione totale rispetto ad un posizionamento all'8° posto in termini di capitalizzazione.

GRAFICO 4 – REMUNERAZIONE TOTALE MEDIA 2018-2020⁽¹⁾
(migliaia di euro)



(1) Media delle remunerazioni totali annue riportate nei Remuneration Report delle società, convertite in euro al tasso di cambio al 31 dicembre

GRAFICO 5 – CAPITALIZZAZIONE DI MERCATO MEDIA 2018-2020⁽¹⁾
(milioni di euro)



(1) Media delle capitalizzazioni al 31 dicembre di ciascun anno su dati Bloomberg, convertite in euro al tasso di cambio al 31 dicembre.

Nella tabella 6 si riportano le caratteristiche del Peer Group di riferimento, costituito dai principali concorrenti Oil & Gas di Eni, con attività prevalente nell'upstream, in relazione al maggior peso di tale settore nell'attività di Eni.

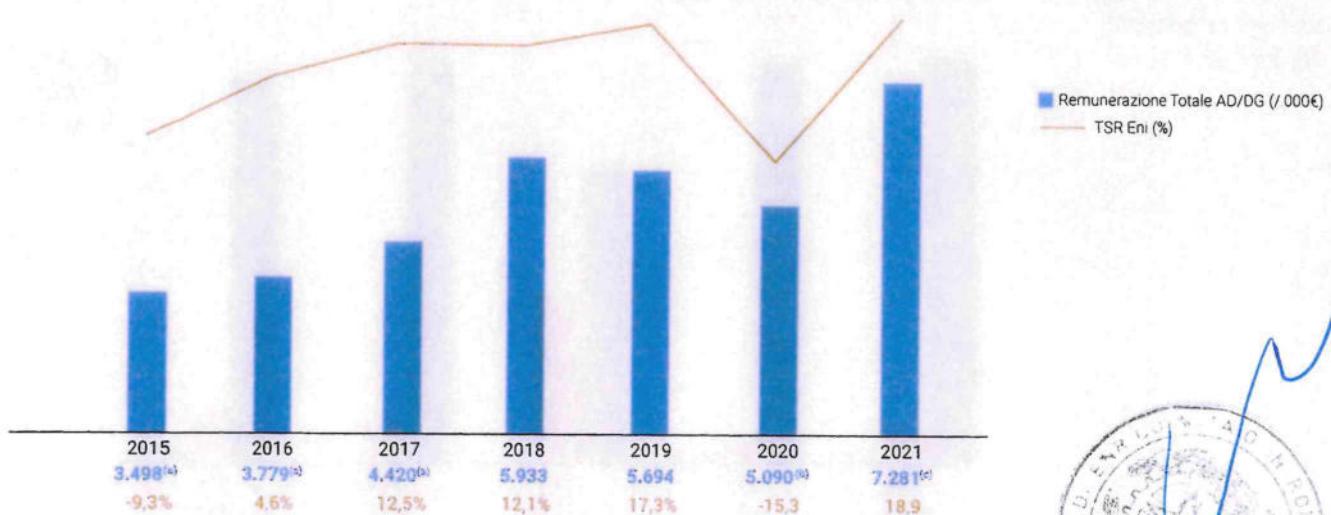
Caratteristiche del Peer Group di riferimento

TABELLA 6 -- CARATTERISTICHE PEER GROUP

Azienda	Capitalizzazione Media 2018-2020 (Mld €)	Produzione 2020 (Mln boed)	Riserve 2020 (Mld BOE)	Valore Riserve 2020 (Mld \$)	Compensation Peer	Performance Peer
1. Exxon Mobil	219	3,9	15,2	35,0	✓	✓
2. Royal Dutch Shell	178	3,5	9,1	29,9	✓	✓
3. Chevron	171	3,1	11,1	58,5	✓	✓
4. Total	115	2,9	12,3	33,0	✓	✓
5. BP	94	3,5	18,0	49,6	✓	✓
6. ConocoPhillips	54	1,2	4,5	7,5	✓	✓
7. Equinor	56	1,9	5,3	18,2	✓	✓
8. Occidental	29	1,3	2,9	11,4	✓	✓
9. Marathon Oil	8	0,4	1,0	4,0	✓	✓
10. Apache	7	0,4	0,9	5,3	✓	✓
Mediana Peer Group	75	2,4	7,2	24,1		
Eni	43	1,7	6,9	34,0		
Δ% Eni vs. Peer Group	-42%	-28%	-4%	41%		

Il grafico 6 presenta un confronto tra l'andamento del TSR e la remunerazione totale dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, nel periodo 2015-2021.

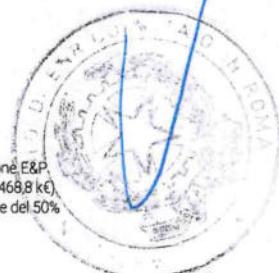
GRAFICO 6 -- ANALISI PAY FOR PERFORMANCE
(TSR Eni vs. Remunerazione totale AD/DG 2015-2021)



(a) Per il periodo 2015-2017 la remunerazione totale include gli incentivi maturati in favore dell'AD/DG in relazione al precedente ruolo ricoperto di DG della Divisione E&P.

(b) L'importo effettivamente erogato nel 2020 è pari a 4.356 k€ in relazione al differimento nel 2021 del 50% dell'incentivo differto 2017 maturato (50% dell'importo di 1.468,8 k€).

(c) L'importo effettivamente erogato nel 2021 è pari a 5.969 k€ in relazione al differimento nel 2022 del 25% del bonus annuale 2021 (25% dell'importo di 2.153 k€) e del 50% dell'incentivo differto 2018 maturato (50% dell'importo di 1.549 k€).



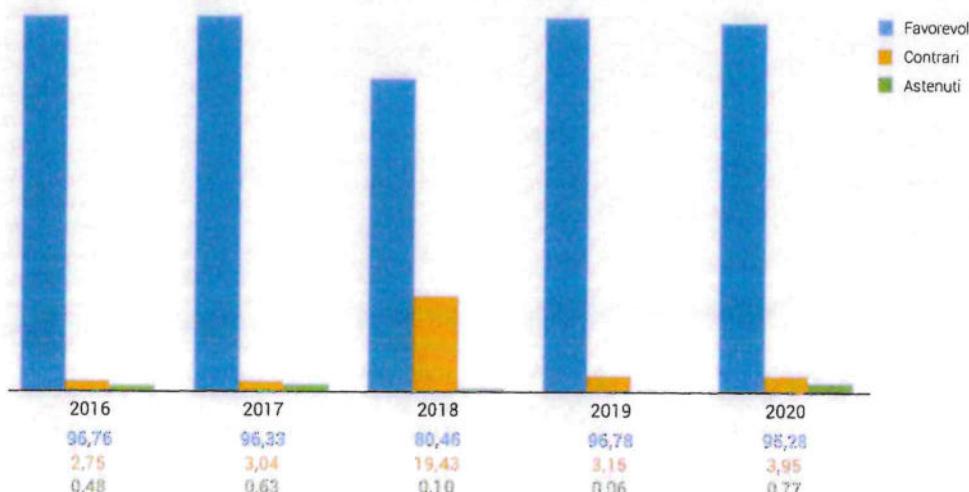
Risultati del voto assembleare

L'Assemblea degli Azionisti del 13 maggio 2020, secondo quanto previsto dalla normativa vigente, ha approvato la Politica di Remunerazione definita per l'intero mandato con una percentuale dei voti favorevoli pari al 95,28% dei votanti complessivi e all'89,92% dei soli investitori istituzionali. Il livello medio di approvazione della Politica sulla Remunerazione Eni si mantiene pertanto intorno al 90% per entrambe le categorie considerate.

GRAFICO 7 – RISULTATI 2016-2020 DEL VOTO ASSEMBLEARE SULLA RELAZIONE SULLA REMUNERAZIONE ENI SEZIONE I

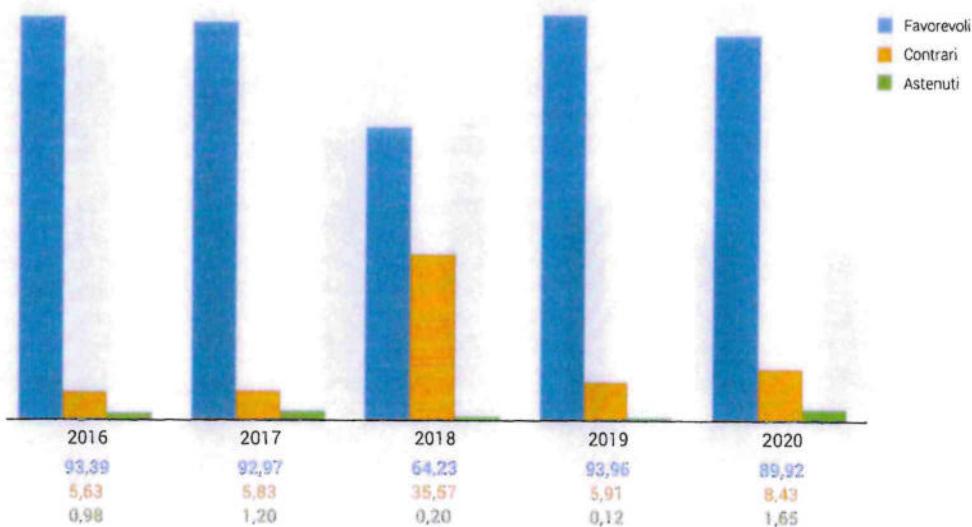
**Politica di Remunerazione:
consenso totale azionisti**

TOTALE AZIONISTI (% votanti)



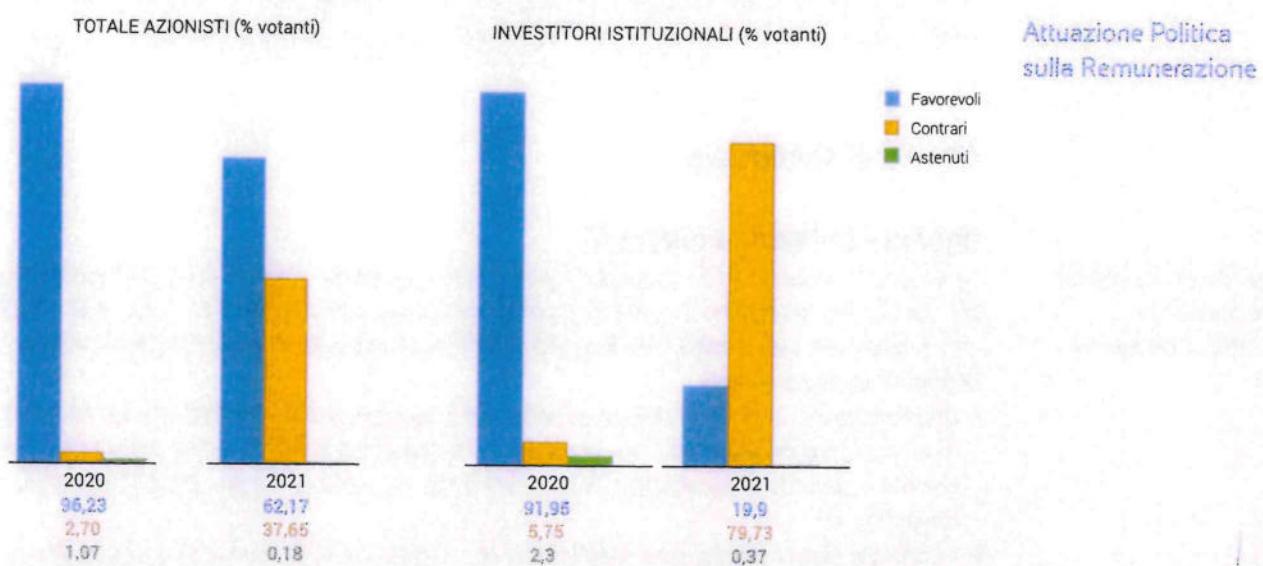
**Politica di Remunerazione:
consenso investitori
istituzionali**

INVESTITORI ISTITUZIONALI (% votanti)



In relazione al voto consultivo espresso dagli azionisti nel corso dell'Assemblea del 12 maggio 2021 sulla seconda sezione della presente Relazione, la percentuale dei voti favorevoli è inoltre risultata pari al 62,17% dei votanti complessivi, e al 19,9% dei soli investitori istituzionali.

GRAFICO 8 -- RISULTATI 2020-2021 DEL VOTO ASSEMBLEARE SULLA RELAZIONE SULLA REMUNERAZIONE ENI SEZIONE II



Il Comitato ha approfondito, in occasione degli incontri di engagement effettuati, le ragioni del voto espresso dagli investitori sull'attuazione delle politiche retributive nel 2020, connesse, in particolare, alle aspettative di misure di riduzione volontaria delle retribuzioni, in considerazione della revisione dei target determinata dagli impatti negativi della pandemia, in luogo del significativo differimento degli incentivi variabili 2020 e 2021 attuato, secondo quanto più ampiamente esposto nella Premessa della Sezione II della presente Relazione (pag. 45).

Sezione I - Politica sulla Remunerazione per il mandato 2020-2023

La presente Sezione non è sottoposta al voto dell'Assemblea 2022, in quanto la Politica sulla Remunerazione è stata approvata dall'Assemblea degli azionisti il 13 maggio 2020 per il triennio 2020-2023 e non sono previsti cambiamenti.

Governo societario

ORGANI E SOGGETTI COINVOLTI

Coerenza della Politica con le previsioni normative e statutarie

La Politica in materia di remunerazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione Eni, dei componenti dell'organo di controllo (Collegio Sindacale), nonché dei Direttori Generali e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche, è definita in coerenza con le previsioni normative e statutarie, secondo le quali:

- ▶ l'Assemblea dei soci determina i compensi della Presidente e dei componenti del Consiglio di Amministrazione nonché i compensi dei componenti del Collegio Sindacale, all'atto della nomina e per tutta la durata del mandato (art. 2389 c.c., comma 1 e art. 26 dello Statuto Eni, art. 2402 c.c.);
- ▶ il Consiglio di Amministrazione determina la remunerazione degli Amministratori con deleghe e per la partecipazione ai Comitati consiliari, sentito il parere del Collegio Sindacale (art. 2389 c.c., terzo comma).

In linea con il modello di governo societario di Eni¹³, al Consiglio spettano inoltre:

- ▶ l'approvazione, nell'ambito della Politica sulla remunerazione descritta nella prima sezione della presente Relazione, delle raccomandazioni e criteri generali per la remunerazione, rispettivamente, dei componenti degli organi sociali, dei Direttori Generali e dei Dirigenti con responsabilità strategiche;
- ▶ la definizione degli obiettivi e l'approvazione dei risultati aziendali ai quali è connessa la determinazione della remunerazione variabile degli Amministratori con deleghe;
- ▶ la definizione, su proposta della Presidente d'intesa con l'Amministratore Delegato, della struttura della remunerazione del Responsabile della funzione di Internal Audit, in coerenza con le politiche retributive della Società, previo parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, nonché sentito il Collegio Sindacale.

Aderendo alle raccomandazioni contenute nel Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione è supportato, per quanto riguarda le tematiche di remunerazione, anche in relazione all'iter di definizione ed eventuale revisione della Politica da sottoporre all'approvazione assembleare, da un Comitato di Amministratori non esecutivi e indipendenti (Comitato Remunerazione) avente funzioni propositive e consultive in materia.

La Politica sulla Remunerazione è approvata dal Consiglio, su proposta del Comitato Remunerazione, ed è sottoposta all'esame dell'Assemblea, che è chiamata ad esprimersi in merito con voto vincolante, con la cadenza richiesta dalla durata della stessa e comunque almeno ogni tre anni, ovvero in caso di cambiamenti.

A tal fine, la Politica sulla Remunerazione è illustrata nella prima sezione della "Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti" che deve essere messa a disposizione del pubblico nei ventuno giorni precedenti la data dell'assemblea annuale di bilancio (art. 123-ter, comma 1, del D.Lgs. n. 58/98, Testo Unico Finanza).

(13) Per maggiori informazioni sul sistema di governance Eni si rinvia alla "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari" pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Società.

Il Consiglio di Amministrazione assicura che la remunerazione erogata e maturata sia coerente con i principi e i criteri definiti nella Politica, alla luce dei risultati conseguiti e delle altre circostanze rilevanti per la sua attuazione (Principio XVII del Codice di Corporate Governance).

L'Assemblea è tenuta inoltre ad esprimersi, con un voto consultivo, sulla seconda sezione della Relazione, relativa all'illustrazione dei compensi corrisposti nell'esercizio finanziario di riferimento agli Amministratori, Sindaci, Direttori Generali e, in forma aggregata, agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche.

RAPPORTI CON GLI AZIONISTI SUI TEMI DI REMUNERAZIONE

Eni valorizza il dialogo con i propri azionisti e investitori istituzionali sui temi di remunerazione da lungo tempo, consapevole della rilevanza del coinvolgimento degli stessi nell'elaborazione e implementazione della Politica per la Remunerazione di Amministratori e Dirigenti con responsabilità strategiche, secondo quanto riconosciuto anche dal legislatore, in sede di recepimento degli indirizzi derivanti dalla Direttiva SRD II. In tale contesto, assume particolare rilievo l'analisi svolta sul voto assembleare che Eni ha implementato sin dal 2012, ponendo particolare attenzione agli orientamenti di voto delle minoranze azionarie e all'evoluzione, nel tempo, delle loro posizioni. In coerenza con le finalità e modalità previste dalla "Politica per la gestione del dialogo con gli investitori", adottata dal Consiglio di Amministrazione, il dialogo con gli investitori istituzionali e i principali proxy advisor sui temi di remunerazione è, in particolare, assicurato dalla definizione di un articolato piano di engagement implementato su base annuale a supporto delle proposte di Politica da sottoporre all'esame degli azionisti in Assemblea.

La Presidente del Comitato di Remunerazione, in applicazione di una prassi consolidata negli ultimi anni, ha partecipato agli incontri, a sottolineare l'importanza della comunicazione diretta con il mercato sui temi di competenza del Comitato stesso.

Il Comitato è costantemente informato sulle attività di definizione ed attuazione del Piano annuale di engagement: gli esiti degli incontri effettuati sono monitorati e i riscontri e le indicazioni ricevute sono analizzati e valutati per poter fornire eventuali chiarimenti e verificare il superamento di potenziali criticità.

Il Comitato assicura al Consiglio di Amministrazione adeguata informativa sugli sviluppi del dialogo sui temi di remunerazione, anche nell'ambito delle informative periodiche sulle questioni rilevanti affrontate nel corso delle proprie riunioni, con il supporto della competente funzione di Investor Relations.

Il Comitato riferisce infine sulle proprie modalità di esercizio delle proprie funzioni all'Assemblea annuale degli azionisti, tramite la Presidente o altro componente da questa designato.

Eni mette a disposizione dei propri azionisti e investitori una pluralità di strumenti e canali di comunicazione: l'organizzazione di incontri e conference-call a carattere periodico, l'evento assembleare, quale momento conclusivo di verifica del confronto svolto, la pubblicazione, sul proprio sito web, di informazioni dettagliate e complete.

Ampia informativa sulla remunerazione degli Amministratori e della dirigenza è infine ulteriormente assicurata dal costante aggiornamento della voce "Remunerazione"¹⁴ della sezione "Azienda/Governance" del sito internet della Società.

GRAFICO 9 – PIANO DI ENGAGEMENT ANNUALE

Engagement	SETTEMBRE - DICEMBRE	GENNAIO - APRILE	MAGGIO - LUGLIO
	<ul style="list-style-type: none"> Definizione Piano annuale di Engagement 1° ciclo di incontri con i principali investitori istituzionali e proxy advisor Monitoraggio e analisi di scenario (quadro normativo, politiche di voto, best practice) Analisi degli esiti delle attività di engagement effettuate 	<ul style="list-style-type: none"> 2° ciclo di incontri con i principali investitori istituzionali e proxy advisor Analisi degli esiti delle attività di engagement effettuate Esame delle raccomandazioni di voto dei proxy advisor Elaborazione delle proiezioni di voto 	<ul style="list-style-type: none"> Assemblea degli azionisti: presentazione della Politica di Remunerazione programmata Esame comparativo del risultato di voto assembleare con focus sulla posizione degli investitori istituzionali

(14) https://www.eni.com/it_IT/azienda/governance/remunerazione.page

COMITATO REMUNERAZIONE ENI

Il Comitato è composto da tre Amministratori non esecutivi e indipendenti

COMPOSIZIONE, NOMINA E ATTRIBUZIONI

Il Comitato Remunerazione Eni è stato istituito dal Consiglio di Amministrazione per la prima volta nel 1996. La composizione e nomina, i compiti e le modalità di funzionamento del Comitato, in linea con quanto previsto dalle raccomandazioni del Codice di Corporate Governance, sono disciplinati da un apposito Regolamento, approvato dal Consiglio di Amministrazione e messo a disposizione del pubblico sul sito internet della Società¹⁵.

Il Comitato è attualmente composto da tre Amministratori non esecutivi, tutti indipendenti, ai sensi di legge e del Codice Corporate Governance e tutti in possesso della conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutata dal Consiglio al momento della nomina, secondo quanto raccomandato, per almeno un componente del Comitato, dal Codice di Corporate Governance¹⁶ (Raccomandazione 26). Si riportano di seguito i dettagli relativi alla composizione e alle riunioni del Comitato nel corso del 2021.

GRAFICO 10 - COMPOSIZIONE DEL COMITATO^(a)

Nathalie Tocci (Presidente)

9 riunioni nel 2021

Karina Litvack^(b)

Durata media:

Raphael Vermeir^(b)

2 h e 45 minuti

(a) Composizione deliberata a seguito del rinnovo degli organi societari (CdA del 14 maggio 2020 e relativo comunicato stampa in pari data). Il Comitato è integralmente composto da Amministratori non esecutivi e indipendenti, ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.

(b) Gli Amministratori Litvack e Vermeir sono stati eletti dalla lista di minoranza.

Il Direttore Human Capital & Procurement Coordination di Eni svolge il ruolo di Segretario del Comitato, coadiuvato dal Responsabile Compensation & Benefits per le materie di competenza e assiste il Comitato e il suo Presidente nello svolgimento delle relative attività.

Il Comitato svolge le seguenti funzioni istruttorie, propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in conformità allo Statuto e al Codice di Corporate Governance (Principio XVI e Raccomandazione n. 25, lettere a), b), c) e d):

- ▶ sottopone all'approvazione del Consiglio di Amministrazione la Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti e in particolare la Politica per la Remunerazione dei componenti gli organi sociali, dei Direttori Generali e dei Dirigenti con responsabilità strategiche, fermando restando quanto previsto dall'art. 2402 del Codice civile, per la sua presentazione all'Assemblea degli azionisti convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio, nei termini previsti dalla legge;
- ▶ formula le proposte o esprime pareri relativi alla remunerazione della Presidente e dell'Amministratore Delegato, con riguardo alle varie forme di compenso e di trattamento economico;
- ▶ formula le proposte relative o esprime pareri relativi alla remunerazione dei componenti dei Comitati di Amministratori costituiti dal Consiglio;
- ▶ propone, esamine le indicazioni dell'Amministratore Delegato, i criteri generali per la remunerazione dei Dirigenti con responsabilità strategiche, i piani di incentivazione annuale e di lungo termine, anche a base azionaria, nonché la definizione degli obiettivi di performance e la consummativazione dei risultati aziendali dei piani di performance connessi alla determinazione della remunerazione variabile degli Amministratori con deleghe e all'attuazione dei piani di incentivazione;
- ▶ valuta periodicamente l'adeguatezza e la coerenza complessiva della Politica adottata, ne monitora la concreta applicazione e verifica, in particolare, l'effettivo raggiungimento degli obiettivi di performance, formulando al Consiglio proposte in materia;
- ▶ esamina e monitora gli esiti delle attività di engagement svolte a supporto della Politica di remunerazione Eni, nei termini previsti nella politica di gestione del dialogo con gli investitori approvata dal Consiglio.

(15) Il Regolamento del Comitato Remunerazione è disponibile nella sezione "Governance" del sito internet della Società.

(16) Si veda il comunicato stampa emesso in data 14 maggio 2020 e disponibile sul sito internet della Società.

85991/857

Stabato

Inoltre, nell'esercizio delle proprie funzioni, il Comitato esprime i pareri sulle operazioni in materia di remunerazioni eventualmente richiesti dalla vigente procedura aziendale in tema di operazioni con parti correlate¹⁷, nei termini previsti dalla medesima procedura.

Il Comitato riferisce al primo Consiglio di Amministrazione utile sulle questioni più rilevanti esaminate nel corso delle riunioni; riferisce inoltre al Consiglio sull'attività svolta almeno semestralmente e non oltre il termine per l'approvazione della Relazione Finanziaria Annuale e della Relazione Semestrale, nella riunione consiliare indicata dalla Presidente del Consiglio di Amministrazione.

MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO

Secondo quanto previsto dal Regolamento, il Comitato si riunisce con la frequenza necessaria per l'adempimento delle proprie funzioni, di norma nelle date previste nel calendario annuale degli incontri approvato dallo stesso Comitato, ed è validamente riunito in presenza di almeno la maggioranza dei componenti in carica. Il/la Presidente del Comitato convoca e presiede le riunioni; in caso di sua assenza o impedimento, la riunione è presieduta dal componente più anziano di età presente. Il Comitato decide a maggioranza assoluta dei presenti. La verbalizzazione delle riunioni è curata dal Segretario del Comitato, che può farsi assistere, allo scopo, da personale della funzione Human Capital & Procurement Coordination. Alle riunioni del Comitato possono assistere i componenti del Collegio Sindacale e il Magistrato della Corte dei Conti. Su invito del/la Presidente del Comitato, a singole riunioni possono partecipare, il/la Presidente del Consiglio di Amministrazione e/o l'Amministratore Delegato, nonché, previa intesa con il/la Presidente del Consiglio di Amministrazione, altri Amministratori, restando inteso che nessun Amministratore e, in particolare, nessun Amministratore con deleghe, prende parte alle riunioni del Comitato in cui vengono formulate le proposte al Consiglio relative alla propria remunerazione (Raccomandazione n. 26), salvo che si tratti di proposte che riguardano la generalità dei componenti i Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione. Inoltre, su invito del/la Presidente del Comitato, con riferimento a singoli punti all'ordine del giorno, possono partecipare, previa informativa all'Amministratore Delegato, esponenti della struttura della Società competenti per materia. Restano inoltre ferme le disposizioni applicabili alla composizione del Comitato qualora lo stesso sia chiamato a svolgere i compiti richiesti dalla procedura in materia di operazioni con parti correlate adottata dalla Società. Il Comitato ha la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei propri compiti, nonché di avvalersi di consulenti esterni indipendenti, nei termini previsti nel Regolamento ed entro i limiti di budget approvato dal Consiglio di Amministrazione (Raccomandazione n. 17).

Verbalizzazione delle riunioni e partecipazione dei Sindaci e del Magistrato della Corte dei Conti alle riunioni del Comitato

Consultazione di consulenti esterni indipendenti

ATTIVITÀ SVOLTE NEL 2021 E PROGRAMMATE PER IL 2022

Nel corso del 2021, il Comitato Remunerazione si è riunito complessivamente 9 volte, con una partecipazione media del 100% dei suoi componenti e una durata media pari a 2 h e 45 minuti. La documentazione a supporto delle riunioni è stata trasmessa ai membri del Comitato nei termini previsti dal Regolamento. A tutte le riunioni del Comitato ha preso parte almeno un componente del Collegio Sindacale, con una partecipazione costante anche della Presidente del Collegio Sindacale. Su invito della Presidente del Comitato, sono inoltre intervenuti, nel corso di specifiche riunioni, Dirigenti della Società e consulenti incaricati, per fornire le informazioni e i chiarimenti ritenuti necessari, dal Comitato stesso, all'approfondimento delle istruttorie svolte. Per l'esercizio 2022 il Comitato in carica ha programmato lo svolgimento di 7 riunioni, 3 delle quali già svolte alla data di approvazione della presente Relazione.

Di seguito si rappresentano le principali attività che hanno impegnato il Comitato nell'esercizio finanziario di riferimento, con indicazione anche delle principali iniziative in programma per l'anno in corso, in linea con il proprio ciclo di attività annuale.

(17) Con riferimento alla Management System Guideline "Operazioni con interessi degli Amministratori e Sindaci e operazioni con parti correlate", adottata per la prima volta, in attuazione delle previsioni regolamentari Consob, il 18 novembre 2010. Per maggiori informazioni si veda la Relazione sul Governo Societario e gli Assetti proprietari 2021, disponibile sul sito web della Società (www.eni.com).

1° TRIMESTRE
GENNAIO - MARZO

Governance

- ▶ Definizione/Valutazione delle Linee Guida sulla Remunerazione.
- ▶ Predisposizione della Relazione sulla Remunerazione.

Compensation

- ▶ Valutazione periodica della Politica adottata nel precedente esercizio ed esame degli studi di confronto retributivo.
- ▶ Definizione obiettivi correlati ai Piani di incentivazione variabile.
- ▶ Consuntivazione dei risultati correlati al Piano IBT.
- ▶ Attuazione del Piano IBT.

Engagement

- ▶ Esame degli esiti delle attività di ingaggio svolte con i principali investitori istituzionali e proxy advisor.

2° TRIMESTRE
APRILE-GIUGNO

Governance

- ▶ Presentazione della Relazione sulla Remunerazione in Assemblea.

Compensation

- ▶ Consuntivazione dei risultati correlati al Piano ILT.

Engagement

- ▶ 2° ciclo di incontri con gli investitori istituzionali e i proxy advisor.
- ▶ Esame degli esiti delle attività di ingaggio svolte con i principali investitori istituzionali e proxy advisor.

Governance

All'inizio del 2021, in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Corporate Governance, il Comitato ha effettuato la valutazione periodica sull'adeguatezza, la coerenza complessiva e concreta applicazione della Politica sulla Remunerazione attuata nel 2020, per gli Amministratori e i Dirigenti con responsabilità strategiche.

Il Comitato ha quindi esaminato, nel corso di più sessioni, la Relazione sulla Politica di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2021 predisposta, in linea con l'art. 123-ter del D.Lgs. n. 58/98 e l'art. 84-quater del Regolamento Emittenti Consob, ai fini della successiva approvazione del Consiglio e presentazione all'Assemblea degli azionisti del 12 maggio 2021, chiamata ad esprimere unicamente un voto consultivo sulla seconda sezione, in considerazione della durata triennale della politica approvata nel 2020.

Il Comitato ha quindi esaminato le proposte di aggiornamento del proprio Regolamento per tener conto delle esigenze di adeguamento al nuovo Codice di Corporate Governance e per uniformità ai regolamenti degli altri Comitati consiliari.

Nella seconda parte dell'anno il Comitato ha approfondito l'analisi dei risultati della stagione assembleare 2021, avviata a giugno, a confronto con i risultati delle principali società quotate italiane ed europee nonché delle società facenti parte del Peer Group di riferimento. Il Comitato ha infine svolto il monitoraggio periodico sull'evoluzione del quadro normativo di riferimento e sugli standard di mercato nella rappresentazione delle informazioni in ambito remunerazione, con un focus specifico sulle azioni implementate nel 2020 e/o programmate nel 2021 dalle principali società italiane e internazionali in risposta alla pandemia da COVID-19.

Compensation

Per quanto riguarda i temi inerenti l'attuazione delle Politiche retributive, il Comitato nel 2021 ha svolto le seguenti attività:

- ▶ consuntivazione dei risultati aziendali 2020 ai fini dell'attuazione dei Piani di Incentivazione di Breve e di Lungo Termine in essere, secondo una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato al fine di neutralizzare gli effetti positivi o negativi derivanti da fattori esogeni e di consentire una valutazione obiettiva dei risultati raggiunti;
- ▶ definizione degli obiettivi di performance 2021 connessi ai Piani di Incentivazione Variabile;
- ▶ definizione della proposta di attuazione del Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale;
- ▶ esame, congiuntamente con il Comitato Nomine, del tema della parità di genere e del pay gap in Eni;
- ▶ finalizzazione della proposta di attuazione (attribuzione 2021) del Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022 per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale e per le risorse manageriali critiche per il business con predisposizione dei relativi regolamenti.

**3° TRIMESTRE
LUGLIO-SETTEMBRE**

Governance

- ▶ Esame comparativo dei risultati del voto assembleare sulla Politica.

**4° TRIMESTRE
OTTOBRE-DICEMBRE**

Governance

- ▶ Monitoraggio del quadro normativo e delle politiche di voto degli investitori istituzionali e proxy advisor.

Compensation

- ▶ Attuazione del Piano ILT.

XL Calore

Engagement

- ▶ Definizione del Piano annuale di engagement.
- ▶ 1° ciclo di incontri con gli investitori istituzionali e i proxy advisor.

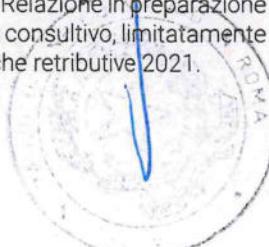
Engagement

In relazione all'attività di dialogo con gli investitori istituzionali e i principali proxy advisor sui temi di executive remuneration, nel corso del 2021, il Comitato ha svolto le seguenti attività:

- ▶ monitoraggio dell'esecuzione del piano di engagement e verifica degli esiti degli incontri svolti con i principali investitori istituzionali e proxy advisor anche in vista del voto assembleare sulla seconda sezione della Relazione sulla Remunerazione; ai suddetti incontri ha preso parte anche la Presidente del Comitato a testimonianza della rilevanza attribuita dal Comitato stesso al dialogo con gli azionisti;
- ▶ esame delle raccomandazioni di voto emesse dai principali proxy advisor e, a seguito di alcuni rilievi emersi, avvio di una attività di contatto con un'ampia platea di investitori per riceverne e analizzarne i feedback e fornire, ove richiesto, ulteriori informazioni e chiarimenti;
- ▶ analisi delle proiezioni di voto elaborate con il supporto di primarie società di consulenza.

Il Comitato ha inoltre provveduto all'approvazione del piano annuale di engagement con gli investitori istituzionali e proxy advisor in vista della stagione assembleare 2022. Tale piano ha previsto il mantenimento di due cicli di incontri, in autunno e primavera. In attuazione del programma definito, nel corso dei mesi di novembre e dicembre si è svolto un primo ciclo di incontri con i principali proxy advisor e investitori istituzionali, allo scopo di approfondire gli orientamenti e le policy di voto 2022 e raccogliere ulteriori riscontri sul razionale del voto 2021. In occasione di tali incontri sono state approfondite le ragioni del voto espresso dagli investitori sull'attuazione delle politiche retributive nel 2020, connesse, in particolare, alle aspettative di misure di riduzione volontaria delle retribuzioni, in considerazione della revisione dei target determinata dagli impatti negativi della pandemia, in luogo del significativo differimento degli incentivi variabili 2020 e 2021 attuato, secondo quanto più ampiamente esposto nella Premessa della Sezione II della presente Relazione. Il Comitato ha molto apprezzato i feedback ricevuti, traendone indicazioni utili sull'opportunità di mantenere un dialogo efficace con gli investitori, soprattutto in circostanze eccezionali, per avere l'opportunità di verificarne gli orientamenti e ricevere un riscontro sulle scelte effettuate. Nell'elaborare la Relazione 2022 è stato inoltre condiviso l'obiettivo di approfondire ulteriormente, nella seconda sezione del documento, la descrizione della metodologia applicata e delle valutazioni effettuate in occasione della consultivazione dei risultati di performance, nel rispetto del mandato affidato al Comitato.

Nell'esercizio in corso si proseguirà con l'implementazione del Piano di engagement 2022 attraverso lo svolgimento del secondo ciclo di incontri, con l'obiettivo di assicurare la miglior comprensione dei contenuti della presente Relazione in preparazione dell'Assemblea programmata per il prossimo 11 maggio, che sarà chiamata ad esprimersi, con voto consultivo, limitatamente alla seconda sezione della presente Relazione riguardante la descrizione dell'attuazione delle politiche retributive 2021.



**Politica coerente
con le raccomandazioni
del Codice di
Corporate Governance**

**Linee Guida 2020-2023:
novità principali rispetto
al precedente mandato**

**Nessun incremento nei
livelli di remunerazione
complessiva**

**Rafforzamento clausole
malus e clawback**

ITER DI APPROVAZIONE DELLA POLITICA SULLA REMUNERAZIONE 2020-2023

Il Comitato Remunerazione in carica nel precedente mandato, in esercizio delle proprie attribuzioni, ha definito la struttura e i contenuti della Politica sulla Remunerazione tuttora in vigore, in particolare nelle riunioni del 20 gennaio, 19 febbraio e 2 marzo 2020, in coerenza con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, nell'edizione precedente l'adozione del nuovo Codice di Corporate Governance. Nell'assunzione delle proprie determinazioni, il Comitato ha tenuto conto degli esiti della valutazione periodica svolta sull'adeguatezza, coerenza complessiva e concreta applicazione delle Linee Guida di Politica 2019.

Il Comitato si è avvalso inoltre delle analisi di confronto retributivo elaborate da società di consulenza internazionali indipendenti (Mercer, Willis Towers Watson e Korn Ferry-Hay Group), per lo svolgimento dell'istruttoria finalizzata alla predisposizione delle nuove proposte di Politica sulla Remunerazione, che hanno sostanzialmente confermato un posizionamento prudente rispetto ai panel di riferimento.

Ai fini della predisposizione della Politica, sono state inoltre valutate le novità del quadro normativo di riferimento, per quanto riguarda in particolare il recepimento della Direttiva SRD II. Ad esito delle attività di engagement effettuate con alcuni rilevanti investitori istituzionali e con i principali proxy advisor, il Comitato ha infine ricevuto conferma di un generale apprezzamento sulla struttura e sui livelli retributivi già previsti dalla Politica di Remunerazione del precedente mandato amministrativo. Conseguentemente, ai fini del disegno delle Linee Guida di Politica per il mandato triennale avendo inizio nell'aprile 2020, il Comitato ha proposto l'implementazione delle seguenti direttive:

- ▶ struttura e articolazione della Politica retributiva Eni in linea con quella precedentemente in vigore, che prevede due piani di incentivazione variabile, il primo di breve termine, con differimento, il secondo di lungo termine, di tipo azionario, destinato alle risorse manageriali la cui azione riveste una maggiore rilevanza sui risultati aziendali. In particolare il Piano di Incentivazione 2020-2022 di tipo azionario prevede l'introduzione di obiettivi assoluti legati in particolare al processo di decarbonizzazione e di transizione energetica, anche a seguito della rilevante attenzione riscontrata presso gli investitori sui temi di sostenibilità ambientale. Il Piano prevede inoltre l'applicazione di meccanismi di liquidazione pro rata degli incentivi in favore dell'Amministratore Delegato, nei casi di scadenza o mancato rinnovo del mandato amministrativo;
- ▶ mantenimento, per i vertici aziendali, di un livello di remunerazione massima complessiva in linea con quelli definiti nel precedente mandato amministrativo, senza prevedere, pertanto, incrementi della remunerazione fissa, che è stata conseguentemente definita dal Consiglio in relazione alle deleghe effettivamente conferite e ai profili, in termini di competenze/esperienze, dei soggetti incaricati, entro i limiti precisati nelle Linee Guida per l'intero mandato, ed illustrate nella prima sezione della presente Relazione.

Inoltre la Politica 2020-2023 prevede:

- ▶ l'integrazione delle clausole di mitigazione del rischio previste nell'ambito dei sistemi di incentivazione, con specifiche condizioni di malus, volte a consentire in via preventiva la verifica delle condizioni richieste ai fini dell'erogazione e/o assegnazione degli incentivi variabili;
- ▶ la previsione, in linea con quanto richiesto dalla normativa in recepimento della Direttiva SRD II, di specifiche raccomandazioni sulla retribuzione dei componenti il Collegio Sindacale, la cui puntuale definizione è stata quindi deliberata dall'Assemblea chiamata, il 13 maggio 2020, a rinnovare la composizione di tale organo.

La Politica sulla Remunerazione Eni per il 2020-2023 relativamente agli Amministratori, ai Sindaci e ai Dirigenti con responsabilità strategiche è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato Remunerazione, nella riunione del 18 marzo 2020, ed infine approvata dall'Assemblea annuale del 13 maggio 2020, con voti favorevoli pari al 95,28% dei partecipanti complessivi.

La Politica 2020-2023 non prevede la possibilità di applicare deroghe in fase attuativa. Eventuali future esigenze di revisione alla stessa saranno pertanto nuovamente sottoposte, dal Consiglio, su proposta del Comitato Remunerazione, ad approvazione assembleare.

L'attuazione della Politica approvata in sede assembleare, avviene da parte degli organi a ciò delegati, con il supporto delle competenti funzioni aziendali.

Finalità e principi generali della Politica sulla Remunerazione

FINALITÀ

La Politica sulla Remunerazione Eni contribuisce alla strategia aziendale, attraverso la definizione di sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico-finanziari, di sostenibilità ambientale e/o sociale e di transizione energetica, nonché di sviluppo delle attività e responsabilità operative e individuali assegnate, definiti in un'ottica di perseguitamento dei risultati nel lungo periodo, tenendo conto delle prospettive di interesse dei diversi stakeholder.

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

La Politica sulla Remunerazione Eni supporta infine la realizzazione della missione aziendale, attraverso:

- ▶ la promozione di azioni e comportamenti rispondenti ai valori e alla cultura della Società, nel rispetto dei principi di pluralità, pari opportunità, valorizzazione delle conoscenze e della professionalità delle persone, equità, non discriminazione e integrità previsti dal Codice Etico¹⁸ e dalla Policy Eni "Le nostre persone"¹⁹, in linea con gli obiettivi delle Nazioni Unite e secondo il principio «pari retribuzione a parità di lavoro»;
- ▶ la valorizzazione dei ruoli e delle responsabilità attribuite, dei risultati conseguiti e della qualità dell'apporto professionale, con riferimenti equi in base al ruolo e in grado di sostenere un tenore di vita dignitoso, superiore ai minimi di legge o contrattuali vigenti, nonché ai minimi retributivi riscontrabili sui mercati locali.

PRINCIPI GENERALI

In attuazione delle suddette finalità, la remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche è definita in coerenza con i seguenti principi e criteri:

RIFERIMENTI DI MERCATO

Coerenza della remunerazione complessiva rispetto ai riferimenti di mercato applicabili per cariche analoghe o per ruoli di analogo livello di responsabilità e complessità, nell'ambito di panel di aziende nazionali e internazionali comparabili con Eni, anche in relazione al settore di riferimento e alle dimensioni aziendali, attraverso specifici confronti retributivi effettuati con il supporto di fornitori internazionali (Raccomandazione n. 25).

STRUTTURA DELLA REMUNERAZIONE DEI RUOLI ESECUTIVI

Struttura retributiva adeguatamente bilanciata tra una componente fissa e una componente variabile, in funzione degli obiettivi strategici e della politica di gestione del rischio della Società, tenuto anche conto del relativo settore di attività (Raccomandazione n. 27, lett. a).

Remunerazione dei ruoli esecutivi aventi maggiore influenza sui risultati aziendali caratterizzata da una significativa incidenza delle componenti di incentivazione, in particolare di lungo termine (Raccomandazione n. 27, lett. a), attraverso adeguati periodi di differimento e/o maturazione degli

Collegamento con le strategie aziendali

Coerenza con il modello di governance e con i principi e raccomandazioni del Codice di Corporate Governance

Supporto alla missione e alla realizzazione dei valori e della cultura aziendale

Processi di pay setting e salary review ancorati agli applicabili riferimenti di mercato

Periodi di vesting e/o differimento non inferiori ai 3 anni

(18) Per maggiori informazioni sul Codice Etico si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2021, disponibile nella sezione Azienda/Governance del sito internet della Società.

(19) Policy approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 28 luglio 2010.

incentivi in un orizzonte temporale almeno triennale, in coerenza con la natura di lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio (Raccomandazione n. 27, lett. d).

REMUNERAZIONE FISSA

Componente fissa congruente rispetto alle deleghe e/o responsabilità attribuite, oltre che sufficiente a remunerare le prestazioni effettuate in caso di mancata erogazione della componente variabile.

REMUNERAZIONE VARIABILE

Componente variabile definita entro limiti massimi (Raccomandazione n. 27, lett. b) e finalizzata ad ancorare la remunerazione ai risultati effettivamente conseguiti.

OBIETTIVI DI INCENTIVAZIONE E SOSTENIBILITÀ DEI RISULTATI

Obiettivi, finanziari e non finanziari, connessi alla remunerazione variabile di breve e di lungo termine, anche a base azionaria, definiti in coerenza con il Piano Strategico quadriennale e con le aspettative degli azionisti e degli altri stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale ed ambientale (Principio XV e Raccomandazione n. 27, lett. c). Gli obiettivi sono predeterminati, misurabili e tra loro complementari, al fine di rappresentare compiutamente le priorità essenziali ai fini dei risultati complessivi della Società. Tali obiettivi sono definiti in modo da assicurare:

- ▶ la valutazione dei risultati annuali, aziendali e individuali, sulla base di una scheda bilanciata definita in relazione agli specifici obiettivi dell'area di responsabilità e in coerenza, per quanto riguarda i responsabili di funzioni di controllo interno, con i compiti a essi assegnati;
- ▶ la definizione dei Piani di incentivazione di Lungo Termine secondo modalità che consentano una valutazione dei risultati aziendali sia in termini assoluti, con riferimento alla capacità di generare livelli crescenti e sostenibili di redditività, sia in termini relativi rispetto ad un Peer Group, con riferimento alla capacità di creazione di valore rispetto ai principali concorrenti internazionali.

PIANI DI REMUNERAZIONE BASATI SU AZIONI

Piani di remunerazione basati su azioni e allineati alle aspettative degli azionisti in un orizzonte temporale di medio-lungo periodo, attraverso: periodi di maturazione triennali, il collegamento ad obiettivi di risultato predefiniti e misurabili, la previsione che una quota delle azioni o dei diritti assegnati restino vincolati per un predefinito arco temporale pari almeno ad 1 anno (Raccomandazione n. 28)²⁰.

PROCESSO DI CONSUNTIVAZIONE DEI RISULTATI

Incentivi connessi alla remunerazione variabile corrisposti ad esito di un puntuale processo di verifica dei risultati effettivamente conseguiti, rispetto agli obiettivi assegnati rimodulati per neutralizzare gli impatti dei fattori esogeni, quali ad esempio lo scenario prezzi commodity e il tasso di cambio ovvero gli accadimenti che per loro natura possono alterare la performance, quali ad esempio il factoring e le operazioni straordinarie di portafoglio. Il processo di verifica dei risultati si basa su una metodologia di analisi degli scostamenti approvata dal Comitato Remunerazione.

CLAUSOLE DI MITIGAZIONE DEI RISCHI

Adozione, attraverso uno specifico Regolamento approvato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato Remunerazione, di meccanismi che, in presenza di condizioni determinate ed espressamente richiamate nei regolamenti dei Piani, consentano:

- ▶ la restituzione di componenti variabili della remunerazione già erogata e/o assegnata (*clawback*);
- ▶ la mancata erogazione e/o assegnazione di componenti variabili della remunerazione il cui diritto al conseguimento sia già maturato o sia in corso di maturazione (*malus*).

Obiettivi definiti in coerenza con il Piano Strategico e con le aspettative di azionisti e stakeholder

Metodologia di valutazione delle performance

Clawback

Malus

(20) Il Piano ILT azionario 2020-2022 prevede un periodo di maturazione triennale (vesting period) a cui si aggiunge, per una quota delle azioni, un ulteriore anno di vincolo (holding period), per un totale di 4 anni. Eventuali azioni di adeguamento alla Raccomandazione n. 28 del Codice di Corporate Governance potranno pertanto essere valutate in occasione dell'adozione dei Piani futuri.

I suddetti meccanismi si applicheranno nei casi in cui gli incentivi (o il diritto agli stessi) siano stati conseguiti sulla base di dati che si siano rivelati in seguito manifestamente errati (Raccomandazione n. 27, lett. e), ovvero nei casi di dolosa alterazione dei medesimi dati.

I medesimi meccanismi saranno inoltre applicati nelle ipotesi di recesso per motivi disciplinari, ivi compresi i casi di gravi e intenzionali violazioni di leggi e/o regolamenti, del Codice Etico o delle norme aziendali, fatta comunque salva ogni azione consentita dall'ordinamento a tutela degli interessi della Società.

Si prevede che l'attivazione delle richieste di restituzione ovvero di revoca degli incentivi intervenga, per fatti accaduti durante il periodo di maturazione degli stessi e a chiusura dei relativi accertamenti, entro i termini di tre anni nei casi di errore e di cinque anni nei casi di dolo.

BENEFICI NON MONETARI

Benefici non monetari in linea con le prassi dei mercati retributivi di riferimento e coerenti con le normative locali, al fine di completare e valorizzare il pacchetto retributivo complessivo tenendo conto dei ruoli e/o delle responsabilità attribuite, privilegiando le componenti volte ad assicurare forme di tutela previdenziale e di copertura sanitaria.

NC Colloquio

**Benefit previdenziali
e assistenziali**

TRATTAMENTI DI FINE RAPPORTO E PATTI DI NON CONCORRENZA

Eventuali trattamenti integrativi di fine rapporto e/o mandato per i ruoli esecutivi, nonché patti di non concorrenza per i ruoli caratterizzati da maggiori rischi di attrazione competitiva, definiti a tutela degli interessi aziendali entro un determinato importo o un determinato numero di anni di remunerazione, in coerenza con la remunerazione percepita e con i risultati conseguiti (Raccomandazione n. 27, lett. f), nonché nel rispetto delle tutele previste dal contratto collettivo nazionale di lavoro, ove applicabile.

Trattamenti di fine
rapporto e patti di non
concorrenza coerenti
con le remunerazioni
percepite e i risultati
conseguiti

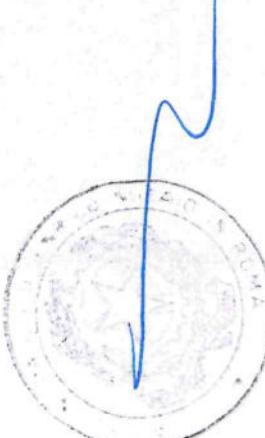
REMUNERAZIONE DEGLI AMMINISTRATORI NON ESECUTIVI

Compensi commisurati alla competenza, professionalità e impegno loro richiesto in relazione alla partecipazione ai Comitati consiliari istituiti a norma dello Statuto (Raccomandazione n. 29); appropriata differenziazione tra il compenso previsto per il Presidente rispetto a quello dei componenti di ciascun Comitato, in considerazione del ruolo, da questi svolto, di coordinamento dei lavori e collegamento con gli Organi societari e le Funzioni aziendali; esclusione degli Amministratori non esecutivi dalla partecipazione a piani di incentivazione di tipo variabile, anche a base azionaria, salvo diversa deliberazione dell'Assemblea degli azionisti.

Nessuna forma di
remunerazione variabile
per gli Amministratori
non esecutivi

REMUNERAZIONE DEI MEMBRI DEL COLLEGIO SINDACALE

Compensi commisurati al ruolo svolto nonché alla competenza, professionalità e impegno richiesti anche in relazione alla partecipazione alle riunioni consiliari e dei Comitati consiliari, tenuto conto degli appropriati riferimenti di mercato in ambito nazionale, con adeguata differenziazione tra il compenso previsto per il Presidente rispetto a quello degli altri membri, in considerazione del ruolo, da questi svolto, di coordinamento dei lavori e di collegamento con gli Organi societari e le Funzioni aziendali (Raccomandazione n. 30).



Linee Guida di Politica sulla Remunerazione per il mandato 2020-2023

Le Linee Guida di Politica sulla Remunerazione sono quelle già descritte nella Relazione sulla Remunerazione 2020, approvate dall'Assemblea degli azionisti il 13 maggio 2020 per il triennio 2020-2023 e rispetto alle quali non sono previsti cambiamenti.

Successivamente al rinnovo degli organi sociali, deliberato sempre dall'Assemblea del 13 maggio 2020, il Consiglio di Amministrazione del 4 giugno e 29 luglio 2020 ha deliberato, su proposta del Comitato Remunerazione, i compensi della Presidente del Consiglio di Amministrazione e dell'Amministratore Delegato, in coerenza con le citate Linee Guida, tenendo altresì conto delle deleghe conferite alla Presidente²¹ nonché del mantenimento, da parte dell'Amministratore Delegato, anche dell'incarico di Direttore Generale, secondo quanto più ampiamente descritto nella Seconda Sezione della presente Relazione.

Sezione I:
voti favorevoli assemblea
2020 pari a 95,28%

CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLA POLITICA

Nel presente capitolo sono riportati i criteri di Politica sulla Remunerazione per il mandato 2020-2023 definiti dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2020 per gli Amministratori, i Sindaci e i Dirigenti con responsabilità strategiche ed approvati dall'Assemblea annuale di bilancio del 13 maggio 2020, con voti favorevoli pari al 95,28% dei votanti. Come già anticipato nella Premessa alla presente Relazione, la Politica sulla Remunerazione approvata nel 2020 copre un periodo di tre esercizi coincidenti con la durata del nuovo mandato amministrativo, e pertanto, in assenza di cambiamenti, non è sottoposta a votazione assembleare nel 2022.

Nel riportare la descrizione delle Linee Guida di Politica sulla Remunerazione per gli Amministratori per il mandato 2020-2023 già contenuta nelle Relazioni 2020 e 2021, si ricorda che le stesse sono state definite sulla base dei riferimenti normativi e degli orientamenti degli investitori istituzionali e dei proxy advisor, tenuto conto del consenso espresso dall'Assemblea degli azionisti 2019 (96,78% dei votanti), nonché dei risultati dei benchmark effettuati. Conseguentemente, le Linee Guida per il mandato 2020-2023, sono state definite prevedendo un riferimento massimo di remunerazione potenziale, pari a quello previsto nel mandato 2017-2020.

Informazioni dettagliate sull'attuazione delle citate Linee Guida nell'esercizio finanziario di riferimento sono contenute nella prima parte della seconda sezione della presente Relazione, alla quale pertanto si rinvia.

COLLEGAMENTO CON LE STRATEGIE AZIENDALI

La Politica sulla Remunerazione supporta il raggiungimento degli indirizzi definiti nel Piano Strategico della Società promuovendo, attraverso un adeguato bilanciamento degli indicatori di performance dei sistemi di incentivazione di breve e di lungo termine, l'allineamento degli interessi del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore sostenibile per gli azionisti e gli altri stakeholder in una prospettiva di medio-lungo periodo. La creazione di valore di lungo termine, l'attenzione all'ambiente, alla sicurezza e alle persone, una rigorosa disciplina finanziaria, unitamente al forte impegno verso il processo di decarbonizzazione in atto, sono tra i pilastri della strategia della Società, e come tali indirizzano il management, la cui azione viene valutata:

- ▶ in un orizzonte di breve termine, in relazione ad un quadro articolato e bilanciato di obiettivi, tra loro complementari e volti a garantire la redditività dell'azienda nel suo complesso e l'efficienza

Obiettivi di breve termine

(21) Il Consiglio di Amministrazione del 14 maggio 2020 ha conferito alla Presidente le deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica, in condivisione con l'Amministratore Delegato. È stato altresì confermato il ruolo di garanzia nell'ambito del sistema dei controlli interni, con la gestione, in particolare, del rapporto gerarchico del responsabile della funzione Internal Audit nei confronti del Consiglio. La Presidente svolgerà infine le sue funzioni statutarie di rappresentanza gestendo, in particolare, i rapporti istituzionali in Italia della Società, in condivisione con l'Amministratore Delegato.

za operativa nei settori di business tradizionali, l'attuazione del percorso di transizione energetica e decarbonizzazione, attraverso la capacità incrementale installata relativa alle fonti rinnovabili e l'intensità emissiva GHG Scope 1 e Scope 2 equity, la sicurezza delle persone nonché la solidità finanziaria;

- ▶ in un orizzonte di medio-lungo termine, con riferimento alla performance azionaria (TSR) e al valore generato (NPV delle riserve certe), valutati in termini relativi rispetto ai peers, nonché, a partire dal nuovo Piano di Incentivazione di tipo azionario 2020-2022, in relazione ad una serie di risultati misurati in termini assoluti e caratterizzati da un significativo focus sui temi di decarbonizzazione, transizione energetica ed economia circolare.

Obiettivi di lungo termine

Alcalino

RIFERIMENTI DI MERCATO E PEER GROUP

Per l'Amministratore Delegato, la valutazione del posizionamento retributivo è effettuata rispetto al valore retributivo mediano dei CEO di società operanti nel settore Oil & Gas internazionale, con particolare riferimento alle attività upstream, in coerenza con la strategia aziendale di maggiore focalizzazione su tale attività. Il confronto con il valore retributivo mediano tiene conto delle differenze dimensionali tra le società del settore ed Eni, secondo il parametro della capitalizzazione di mercato. In particolare, il gruppo di società di riferimento è costituito da 10 società quotate, concorrenti di Eni a livello internazionale, rappresentative del settore a livello globale e con caratteristiche di business comparabili per attività e aree geografiche di riferimento, tenendo conto anche delle dimensioni aziendali (capitalizzazione, riserve, produzioni): Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Shell e Total. Coerentemente a questa impostazione, tale Peer Group è anche utilizzato per la comparazione relativa dei risultati di Eni nell'ambito del Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario; pertanto i criteri di individuazione hanno richiesto di considerare esclusivamente le società che pubblicano dati sul parametro NPV delle Riserve Certe confrontabili con Eni, facendo riferimento alla metodologia di calcolo definita dalla SEC.

Per la Presidente e gli Amministratori non esecutivi la valutazione del posizionamento retributivo è effettuata, con riferimento a ruoli omologhi, rispetto al gruppo "Top Italia" composto dalle principali società quotate del FTSE Mib (Assicurazioni Generali, Atlantia, Enel, Intesa Sanpaolo, Leonardo, Mediaset, Mediobanca, Poste Italiane, Prysmian, Snam, Terna, TIM, Unicredit). Per i Dirigenti con responsabilità strategiche, la valutazione del posizionamento retributivo è effettuata con riferimento a ruoli di medesimo livello di responsabilità e complessità manageriale rispetto ai mercati nazionali e internazionali del settore industriale.

I confronti retributivi sono stati effettuati con il supporto delle società di consulenza Mercer, Willis Towers Watson e Korn Ferry.

Amministratore Delegato

COMPENSI E CONDIZIONI DI LAVORO DEI DIPENDENTI

Eni pone le sue persone al centro della propria strategia di business e si posiziona da sempre come una "caring company", costantemente impegnata nella cura delle proprie persone in linea con gli obiettivi delle Nazioni Unite di miglioramento salariale, riduzione delle diseguaglianze di reddito, promozione di opportunità di lavoro dignitose, uguaglianza di genere, generazionale, etnica etc. secondo il principio «*pari retribuzione a parità di lavoro*».

Presidente
e Amministratori
non esecutivi

Dirigenti
con responsabilità
strategiche

Principio "pari retribuzione
a parità di lavoro"

In particolare, Eni applica a tutte le sue persone un sistema retributivo integrato a livello worldwide, coerente anche in termini di progressione retributiva con i mercati di riferimento e collegato alle performance aziendali e individuali, nel rispetto delle legislazioni locali. Tale sistema, come per l'Amministratore Delegato, adotta riferimenti di mercato costituiti, per ciascun ruolo, dalla mediana dei settori di appartenenza, garantendo, pertanto l'applicazione di politiche retributive eque e competitive rispetto al ruolo e alle professionalità maturate e sempre in grado di sostenere un tenore di vita dignitoso, superiore ai livelli di mera sussistenza e/o ai minimi di legge o contrattuali vigenti, nonché ai minimi retributivi riscontrabili sul mercato locale, come

Sistema retributivo
integrato a livello
worldwide



evidenziato dagli indicatori rappresentati nella sezione Sommario, che mostrano in particolare un pay ratio dell'Amministratore Delegato vs. dipendenti mediamente inferiore a quelli del Peer Group di riferimento.

Eni pone, inoltre, particolare attenzione alla sicurezza, al benessere e alla qualità della vita delle proprie persone, come fattori determinanti per una crescita sana dell'azienda. Tale attenzione si concretizza in un impegno continuo di Eni in ambito Welfare e in un'offerta importante di benefits e servizi in ambiti diversi: dalla tutela della salute alla copertura previdenziale, dalla conciliazione lavoro e vita privata, alla formazione.

Destinatari della politica

PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Le Linee Guida di Politica sulla Remunerazione 2020-2023 per la Presidente prevedono un riferimento massimo complessivo pari a 500.000 euro, comprensivo del compenso annuale per le deleghe e dell'emolumento per la carica stabilito dall'Assemblea. Le citate Linee Guida prevedono inoltre che il compenso per le deleghe possa essere eventualmente rimodulato da parte del Consiglio di Amministrazione in relazione alle deleghe conferite al profilo del soggetto designato, tenuto conto delle evidenze dei benchmark retributivi e del compenso stabilito dall'Assemblea per la carica.

Inoltre sono previste forme di coperture sanitarie e assicurative per i rischi di morte e invalidità permanente da infortunio e malattia professionale ed extraprofessionale.

Non sono previsti specifici trattamenti di fine mandato o indennità in caso di dimissioni e/o scioglimento anticipato del mandato²².

AMMINISTRATORI NON ESECUTIVI

Le Linee Guida di Politica per la Remunerazione 2020-2023 per gli Amministratori non esecutivi e/o indipendenti prevedono il mantenimento dei compensi annui aggiuntivi²³ previsti per il mandato 2017-2020 per la partecipazione ai Comitati Consiliari, eventualmente rimodulabili in relazione a cambiamenti nell'articolazione dei Comitati consiliari e del relativo impegno, tenuto conto delle evidenze dei benchmark retributivi nonché delle competenze e professionalità richieste per lo svolgimento degli incarichi:

- ▶ per il Comitato Controllo e Rischi un compenso pari a 70.000 euro per il Presidente e a 50.000 euro per gli altri membri;
- ▶ per il Comitato Remunerazione un compenso pari a 50.000 euro per il Presidente e a 35.000 euro per gli altri membri;
- ▶ per il Comitato Sostenibilità e Scenari, un compenso pari a 50.000 euro per il Presidente e a 35.000 euro per gli altri membri;
- ▶ per il Comitato per le Nomine un compenso pari a 40.000 euro per il Presidente e a 30.000 euro per gli altri membri.

Per gli Amministratori non esecutivi non sono previsti specifici trattamenti di fine mandato o indennità in caso di dimissioni e/o scioglimento anticipato del mandato²⁴.

(22) In considerazione del rinvio alla presente Relazione, contenuto nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti proprietari 2021, disponibile nella sezione "Governance" del sito internet della Società, tali informazioni sono rese anche ai sensi dell'art. 123-bis, comma 1, lett. i) del TUF (Accordi tra la Società e gli Amministratori, i componenti del consiglio di gestione o di sorveglianza, che prevedono indennità in caso di dimissioni o licenziamento senza giusta causa o se il loro rapporto cessa a seguito di un'offerta pubblica di acquisto).

(23) Tali compensi integrano quelli stabiliti dall'Assemblea del 13 maggio 2020 per la remunerazione degli Amministratori, pari a 80.000 euro lordi annui nel mandato 2020-2023.

(24) Informazioni rese anche ai sensi dell'art. 123-bis, comma 1, lett. i) del TUF, secondo quanto precisato alla precedente n. 22.

Compensi definiti in misura fissa

Compensi per la partecipazione ai Comitati Consiliari invariati rispetto al precedente mandato