

Eni

Relazione Finanziaria Semestrale
Consolidata al 30 giugno 2022





La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

13 15

Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta

7 12

e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.

9

Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.

5 10

Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.

17

Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

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



Eni

Relazione Finanziaria Semestrale
Consolidata al 30 giugno 2022

Disclaimer

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

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Per il Glossario si rinvia al sito internet eni.com.

Indice

1. RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

Highlights	4
Principali dati quantitativi ed economico-finanziari	10
Andamento operativo	
Exploration & Production	12
Global Gas & LNG Portfolio	14
Refining & Marketing e Chimica	16
Plenitude & Power	19
Commento ai risultati e altre informazioni	
Commento ai risultati economico-finanziari	22
Fattori di rischio e incertezza	44
Evoluzione prevedibile della gestione	54
Altre informazioni	55

2. BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Schemi di bilancio	58
Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	64
Attestazione del management	103
Relazione della Società di revisione	104

3. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2022	106
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre	141

Highlight

► Performance finanziaria

- Nonostante i rischi sistemici relativi all'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina e ai segnali di rallentamento economico, i risultati del primo semestre 2022 sono stati favoriti da un contesto di rafforzamento delle commodities energetiche: il Brent è cresciuto da 65 \$/barile nel primo semestre 2021 a 108 \$/barile del semestre 2022 (+66%); i prezzi del gas in Europa sono quintuplicati. Anche lo scenario di raffinazione nell'area Europa/Mediterraneo ha raggiunto valori del benchmark SERM molto remunerativi (8,2 \$/barile in media nel semestre 2022 rispetto a -0,5 \$/barile in media nello stesso periodo del 2021) che segnalano un mercato fisico corto e fondamentali bilanciati.
- **Utile operativo adjusted di Gruppo in crescita:** €11 miliardi nel primo semestre, in miglioramento di €7,7 miliardi rispetto al semestre 2021, in particolare in:
 - E&P, che registra un EBIT di €9,25 miliardi, +187% rispetto al periodo di confronto, trainato dal continuo rafforzamento dello scenario petrolifero nonché dalla gestione disciplinata dei costi;
 - business R&M che registra un EBIT di €1 miliardo (una perdita di €171 milioni nel semestre 2021) sostenuto dal significativo rialzo dei margini di raffinazione, ma con prestazioni migliori dello scenario grazie al maggiore tasso di utilizzo degli impianti, all'ottimizzazione delle produzioni, alle azioni di efficienza per ridurre il consumo di gas naturale, nonostante maggiori costi sostenuti per sostituire il greggio russo nei processi di lavorazione delle raffinerie;
 - settore GGP con EBIT di €917 milioni (a break-even nel semestre 2021) a seguito del significativo incremento dello scenario prezzi e dell'impatto delle ottimizzazioni e delle diversificate indicizzazioni dei prezzi;
 - stabili risultati di Plenitude con un EBIT di €251 milioni, sostanzialmente in linea, grazie ai ramp-up dei volumi prodotti di energia rinnovabile e ai maggiori prezzi all'ingrosso, nonché alla gestione attiva della base clienti.

In controtendenza:

- il business della Chimica che ha conseguito un EBIT di €10 milioni in riduzione rispetto al semestre 2021 (-€231 milioni), negativamente impattato dal forte aumento dei costi delle materie prime petrolifere e dall'andamento dei costi delle utilities industriali indicizzati ai prezzi del gas, in parte compensati da diverse iniziative di efficienza nonché dai margini sostanzialmente stabili dei polimeri.
- **Utile netto adjusted:** €7,08 miliardi nel semestre, con un incremento di €5,9 miliardi rispetto al semestre 2021, per effetto della performance operativa, del significativo incremento (oltre €1 miliardo) del risultato delle società partecipate e dell'andamento del tax rate (38% nel primo semestre 2022 rispetto al 58% nel semestre 2021) che esclude l'onere d'imposta relativo al contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022.
- **Flusso di cassa operativo (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo):** €10,8 miliardi, più che raddoppiato. Dopo il finanziamento di capex netti di €3,44 miliardi (+18% rispetto al periodo di confronto), generato un free cash flow organico di circa €5 miliardi.
- **Portafoglio organico:** esborsi netti di circa €0,9 miliardi, che includono il debito acquisito, interamente dedicati all'accelerazione della crescita del portafoglio rinnovabili.
- **Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16:** €7,9 miliardi, -€1,1 miliardi vs. 31 dicembre 2021. Leverage in riduzione a 0,15 (0,20 al 31 dicembre 2021).

► Politica di remunerazione degli azionisti

- **Distribuzione del dividendo:** a maggio è stato pagato il saldo del dividendo per l'esercizio 2021 di €0,43 per azione pari a €1,52 miliardi. La prima rata del dividendo atteso per l'esercizio 2022 di €0,22 per azione sarà messo in pagamento nel mese di settembre 2022.
- **Programma buy-back:** in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti dell'11 maggio 2022, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie da realizzarsi entro aprile 2023, che prevede un esborso minimo di €1,1 miliardi, incrementabile fino a un massimo di €2,5 miliardi in funzione dell'andamento dello scenario.
- Dall'inizio del programma (fine maggio 2022) fino al 29 luglio, sono state acquistate 33,4 milioni di azioni al costo di €400 milioni. A seguito della revisione dello scenario prezzo per il riferimento Brent, previsto a 105 \$/bbl per l'intero anno 2022, nonché degli effetti dell'apprezzamento del dollaro e dei più robusti flussi di cassa del Gruppo, è stato aumentato **l'impegno di buy-back di un importo di €1,3 miliardi a €2,4 miliardi**.

► Rafforzamento del portafoglio gas

- **Assicurate fonti alternative di approvvigionamento di gas naturale all'Italia e all'Europa**, facendo leva sulle alleanze strategiche dell'Eni, accelerando la crescita di una componente chiave della strategia di lungo termine di Eni costituita dal ruolo crescente del gas equity.
- **Firmati nuovi accordi di fornitura di gas** con l'Algeria, l'Egitto e il Congo. Ulteriori opportunità potrebbero emergere dall'allargamento del portafoglio globale Eni del gas naturale ad altri paesi, quali Libia, Angola, Mozambico, Indonesia e Italia.
- Queste iniziative intendono conseguire fino a 20 miliardi di metri cubi di forniture alternative di gas entro il 2025, coprendo effettivamente il 100% delle importazioni annue di gas russo.
- A giugno Eni è entrata nel progetto **North Field East LNG del Qatar**, il più grande al mondo, espandendo la propria presenza in Medio Oriente e ottenendo l'accesso a un paese leader nella produzione di GNL.

► Performance operativa

- **Produzione d'idrocarburi:** 1,62 milioni di boe/giorno. La crescita sostenuta dal ramp-up produttivo in Indonesia, dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+, da maggiori produzioni in Algeria e Angola nonché in Italia e nel Regno Unito che hanno beneficiato di minori attività manutentive rispetto al primo semestre 2021, è stata compensata dalla flessione dovuta alla forza maggiore in Kazakhstan, Libia e Nigeria.
- Nel primo semestre, **aggiunte circa 300 milioni di boe di nuove risorse** alla nostra reserve base. Le principali scoperte sono state realizzate in prossimità di impianti e infrastrutture produttive esistenti, in linea con il nostro modello di sviluppo fast-track: in Algeria vicino ai giacimenti di Bir Rebaa Nord e nel bacino di Berkine Nord, in Angola nel Blocco 15/06 l'appraisal di Ndungu-2 con l'incremento delle risorse e in Abu Dhabi col pozzo esplorativo XF-002. Inoltre, le recenti scoperte nelle concessioni di Meleiha, nel deserto occidentale dell'Egitto, sono già state allacciate agli impianti di estrazione esistenti.
- **Appraisal della scoperta di Baleine:** il pozzo Baleine East-1X nel Blocco CI-802 ha evidenziato un incremento del potenziale esplorativo dell'area a circa 2,5 miliardi di barili e 3,3 Tcf di gas associato in posto. Il pozzo, testato con successo, consente di ottimizzare i piani di sviluppo in corso e futuri.
- Start-up del giacimento di **Ndungu nell'offshore dell'Angola**, collegato alla nave Ngoma Floating Production Storage and Offloading (FPSO) nel Blocco 15/06 operato da Eni.
- Avviata la fase di commissioning della nave **Coral Sul Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)**, al largo del Mozambico, pompando il gas naturale dal giacimento di Coral South nell'impianto di

trattamento in modo sicuro e affidabile. La nave FLNG è ora pronta a consegnare il primo carico di GNL previsto per la seconda metà del 2022.

- **Portafoglio esplorativo rinnovato** con circa 5.900 chilometri quadrati di nuovi permessi in Algeria, Norvegia e Costa d'Avorio.
- Al 30 giugno 2022 la **capacità installata da fonti rinnovabili di Gruppo** è pari a 1,6 GW; +33% rispetto al 31 dicembre 2021 (1,2 GW). **Produzione di energia da fonti rinnovabili di Gruppo** è pari a 1.366 GWh, in crescita del 17% rispetto al 31 dicembre 2021 (1.166 GWh).
- Completata la costruzione di un impianto di raccolta e spremitura dei semi oleosi (**agri-hub**) a Makueni, in **Kenya**, con l'avvio della produzione del primo olio vegetale per bioraffinerie. Il primo agri-hub avrà una capacità installata di 15.000 tonnellate con una produzione prevista di 2.500 tonnellate nel 2022.
- Inaugurato il **parco eolico Badamsha 2** situato nella regione di Aktobe, in Kazakhstan, il secondo impianto eolico nella regione che consente di raddoppiare la capacità installata del progetto Badamsha 1 (48 MW, per un totale complessivo di 96 MW installati nel Paese).

Sviluppi di business:

- Il 2 agosto sono state avviate le operazioni di **Azule Energy**, la joint venture paritetica partecipata da bp ed Eni. Azule Energy combina le attività angolane nell'upstream, nel GNL e nel solare delle due società ed è il più grande produttore indipendente di petrolio e gas dell'Angola.
- Finalizzata con il fondo azionario HitecVision, la **quotazione** della partecipata **Vår Energi** presso la borsa di Oslo, la più grande offerta pubblica iniziale del settore Oil&Gas in Europa negli ultimi 15 anni, collocando una quota del 16,2% del capitale sociale della partecipata.
- Firmati accordi con **Mozambico** e **Benin** per lo sviluppo di progetti di economia circolare e di agricoltura non in competizione con la catena alimentare per la produzione di bio-feedstock da destinare alle bio-raffinerie di Eni. Gli accordi prevedono anche iniziative di protezione delle foreste e di decarbonizzazione del mix energetico locale.
- Il progetto **HyNet North-West**, sviluppato da un consorzio guidato da Eni UK per la costruzione di un hub per la cattura e lo stoccaggio di CO₂ (CCS), ha ricevuto 19 manifestazioni di interesse da parte di aziende industriali che stanno pianificando la riduzione delle proprie emissioni attraverso la cattura, trasporto e stoccaggio nei giacimenti di idrocarburi esauriti di Eni UK.
- A luglio, raggiunta dal New Gas Consortium (Eni 25,6%, operatore) la decisione finale di investimento (FID) per lo sviluppo dei campi **Quiluma e Maboqueiro in Angola**. Il progetto, primo sviluppo di gas non associato nel Paese, sarà avviato nel 2026 con una produzione a plateau stimata in circa 4 miliardi di metri cubi/anno.
- A luglio, siglato con Sonatrach, Oxy e TotalEnergies un nuovo Production Sharing Contract (PSC) per i **blocchi 404 e 208** nel bacino del Berkine **in Algeria**. Il contratto consentirà di potenziare gli investimenti, aumentando le riserve di idrocarburi dei giacimenti, consentendo inoltre la futura valorizzazione di quantità di gas associato, disponibili per l'esportazione, contribuendo alla diversificazione delle forniture di gas all'Europa.
- **Solenova**, joint-venture tra Eni e la società nazionale dello Stato Angolano Sonangol, ha avviato la costruzione della prima centrale fotovoltaica in Caraculo, capacità di generazione mirata a 50 MW, con una prima fase da 25 MW.
- Firmato con Sonatrach un Memorandum of Understanding (MoU) per valutare la fattibilità di un progetto di idrogeno verde nella concessione Bir Rebaa North, per consentire la **decarbonizzazione delle operazioni**.
- Annunciata la creazione di una società di **Sustainable Mobility** finalizzata ad accrescere il valore attraverso l'integrazione delle bioraffinerie, la solida base clienti e la rete di punti vendita multi-energy e multiservizio.
- Stipulati accordi con le società italiane "SEA" e "Aeroporti di Roma" che gestiscono i principali aeroporti nazionali per accelerare la decarbonizzazione nell'aviazione e nelle operazioni a terra attraverso l'utilizzo dei **carburanti sostenibili di Eni** (SAF e HVO).

- A giugno, è stata inaugurata a Venezia Mestre la **prima stazione di servizio Eni per il rifornimento di idrogeno** per la mobilità. L'impianto è dotato di due punti di erogazione, con una capacità di oltre 100 kg/giorno, dove autoveicoli e autobus possono essere ricaricati in circa 5 minuti.
- **Enjoy**, il servizio di car sharing a marchio Eni, ha messo a disposizione le prime 100 minicar-EV XEV per la mobilità urbana nella città di Torino. La XEV YOYO è una city car elettrica progettata per la sostituzione della batteria in soli pochi minuti.
- Firmata lettera d'intenti con **Iveco**, volta allo sviluppo di una **piattaforma integrata di mobilità sostenibile** per le flotte di veicoli commerciali, attraverso l'offerta di mezzi innovativi alimentati da biocarburanti e altri vettori energetici sostenibili, nonché delle relative infrastrutture.
- Nell'ambito della strategia volta a rilanciare il segmento delle plastiche riciclate, **Versalis**, azienda chimica di Eni, ha firmato un accordo con Forever Plast player italiano, per l'acquisizione di una licenza esclusiva per la realizzazione di un'unità di riciclo meccanico per la trasformazione di rifiuti plastici selezionati ottenuti dalla raccolta differenziata, in grado di produrre 50 mila tonnellate/anno di composti polimerici riciclati con avvio previsto nel 2024. L'impianto sarà ubicato presso il polo petrolchimico di Porto Marghera e contribuirà alla sua trasformazione.
- **Versalis** ha avviato il riciclo della plastica da imballaggi industriali usati. Il progetto ha testato con successo sacchi realizzati con il 50% di materiale riciclato per l'imballaggio e la spedizione di prodotti in polietilene. Il nuovo prodotto sarà distribuito in tutti gli hub industriali Versalis.
- Firmato un accordo con la cinese Shandong Eco Chemical Co. Ltd. per la concessione in licenza della tecnologia proprietaria di **Versalis** per la produzione di polimeri stirenici in massa continua a basse emissioni.
- Rafforzata la partnership tra **Versalis** e Novamont per lo sviluppo del business della chimica verde condotto attraverso la joint venture Matrica stabilendo un nuovo patto parasociale, in base al quale Versalis ha incrementato la propria partecipazione in Novamont dal 25% al 35%.
- Avviata la produzione di bioetanolo da biomassa forestale presso l'hub di **Crescentino**, gestito da Versalis. L'impianto è in grado di lavorare biomassa per 200 mila tonnellate/anno, con una capacità produttiva massima di bioetanolo di circa 25 mila tonnellate/anno.
- **GreenIT**, la joint venture tra Plenitude e l'italiana CDP Equity, impegnata nello sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ha firmato: (i) un accordo con il fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per la costruzione e la gestione di due parchi eolici offshore galleggianti in Sicilia e Sardegna, con una capacità totale prevista di circa 750 MW; (ii) un accordo per l'acquisizione dell'intero portafoglio del Gruppo Fortore Energia, costituito da quattro parchi eolici onshore operanti in Italia con una capacità complessiva di 110 MW.
- Acquisita la società greca **Solar Konzept Greece "SKGR"**, proprietaria di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Grecia con una pipeline di progetti di circa 800 MW.
- Acquisito un portafoglio di **capacità rinnovabile in Texas (USA)** da BayWa r.e. con una capacità installata di circa 266 MW e un progetto di stoccaggio in fase di sviluppo avanzato di circa 200 MW/400 MWh.
- **Plenitude** e HitecVision hanno sottoscritto un accordo per l'espansione dell'attività della joint venture norvegese Vårgrønn con l'obiettivo di consolidarne la presenza tra i più importanti player del settore eolico offshore. Gli accordi prevedono che Plenitude cederà alla joint venture la sua quota del 20% in Dogger Bank (Regno Unito) che detiene importanti progetti eolici offshore. Grazie a questa operazione, HitecVision vedrà aumentare la propria quota di partecipazione in Vårgrønn passando dal 30,4% al 35% attraverso un apporto di capitale.
- Siglato un **accordo con Ansaldo Energia** per valutare tecnologie per l'accumulo di energia elettrica alternative alle batterie elettrochimiche. Tali tecnologie saranno implementate in sinergia in alcuni siti industriali di Eni in Italia, sfruttando le potenzialità degli esistenti sistemi di produzione e consumo di energia elettrica.
- **Plenitude** ha avviato una partnership di lungo termine con EnerOcean S.L., una società spagnola che sviluppa W2Power, una tecnologia innovativa e competitiva per impianti eolici galleggianti.

Plenitude contribuirà al programma di sviluppo di EnerOcean S.L. con capitali e competenze, con una quota del 25% della società che continuerà a operare in modo indipendente.

- Finalizzata a fine luglio la cessione del 49% delle nostre **centrali power** ad azionisti di minoranza con un incasso in quota Eni di €0,55 miliardi.

Iniziative di decarbonizzazione:

- Completata con successo l'**IPO di New Energy One Acquisition Corporation Plc ("NEOA")** sul mercato principale della Borsa di Londra, raccogliendo £175 milioni di fondi azionari, a cui Eni contribuirà con £17,5 milioni. NEOA è stata costituita con lo scopo di creare una business combination con l'obiettivo di partecipare o beneficiare della transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio.
- Siglato un **accordo con Edison e Ansaldo Energia** per valutare la fattibilità economica della produzione di idrogeno verde derivato dall'elettrolisi dell'acqua, ovvero idrogeno blu con l'utilizzo di gas naturale e di un sistema associato per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ emessa nel processo, con l'obiettivo di sostituire una porzione di gas naturale come combustibile nel nuovo impianto Edison di Porto Marghera.
- Avviata la **collaborazione con Air Liquide** per valutare la migliore implementazione di soluzioni di cattura e sequestro del carbonio (CCS) per contribuire alla decarbonizzazione dei settori industriali difficili da abbattere nella regione mediterranea dell'Europa.
- Assegnata la commessa relativa a **undici progetti idrici integrati a energia solare negli Stati di Borno e Yobe nel nord-est della Nigeria**, che forniranno acqua dolce per il consumo domestico e la microirrigazione. Questi progetti sono stati realizzati nell'ambito dell'iniziativa 'Access to Water' sviluppata dalla FAO e da Eni, in collaborazione con la Nigerian National Petroleum Corporation.
- Nel luglio, assegnato ad Eni il premio **Energy Innovation Award** di Energy Intelligence, a riconoscimento delle strategie messe in atto per la realizzazione della transizione energetica e dell'accelerazione negli investimenti a basse emissioni di carbonio. Eni si è classificata al primo posto per gli obiettivi di riduzione delle emissioni, resilienza del portafoglio e trasformazione del proprio modello di business.
- Nell'ambito dell'impegno di Eni per lo sviluppo degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite** è stata rafforzata la collaborazione con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale (UNIDO), attraverso lo sviluppo di iniziative congiunte sull'idrogeno verde, le rinnovabili, l'efficienza energetica, la formazione tecnica, l'occupazione giovanile e la catena del valore agricola, in particolare in Africa.
- Eni ha avviato in Costa d'Avorio un'iniziativa di sostenibilità per la **distribuzione di fornelli** a famiglie vulnerabili. Nell'ambito del progetto, Eni distribuirà 100.000 fornelli in 6 anni a partire già dal 2022, dalla Regione di Gbêkê, raggiungendo oltre 300.000 persone.

► Performance ESG

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro pari a 0,38, in riduzione rispetto al primo semestre 2021 grazie al miglioramento delle performance registrate tra i dipendenti.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1):** pari a 19,9 milioni di tonnellate di CO₂ eq. in lieve aumento a seguito dell'incremento delle attività, in particolare nei business Power e GGP.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream):** pari a 20,8 tonnellate di CO₂ eq./migliaia di boe, in peggioramento rispetto al periodo di confronto, in relazione a mutate condizioni operative e un lieve calo delle produzioni.
- **Emissioni dirette di metano (Scope 1):** pari a 28 migliaia di tonnellate di CH₄. Il lieve incremento è in linea con il trend delle emissioni dirette di GHG (Scope 1).

- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine** pari a 0,5 miliardi di Sm³, in calo rispetto al primo semestre 2021.
- **Volumi totali di oil spill**: in riduzione di oltre il 10% rispetto al primo semestre 2021. Il miglioramento nelle attività operative upstream è stato in parte compensato dall'incremento dei volumi da sabotaggio in Nigeria, dove prosegue il programma di installazione della tecnologia proprietaria e-vpms (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System) per la rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nelle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse.
- **Acqua di formazione reiniettata (upstream)**: in riduzione rispetto al primo semestre 2021 a seguito della razionalizzazione di asset produttivi non strategici.

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI		Primo Semestre	
		2022	2021
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	63.685	30.788
Utile (perdita) operativo		11.322	3.857
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		11.032	3.366
<i>Exploration & Production</i>		9.248	3.219
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		917	(6)
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		1.013	70
<i>Plenitude & Power</i>		325	310
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		7.078	1.199
<i>per azione ^(c)</i>	(€)	1,98	0,32
<i>per ADR ^{(c)(d)}</i>	(\$)	4,33	0,77
Utile (perdita) netto ^(b)		7.398	1.103
<i>per azione ^(c)</i>	(€)	2,07	0,30
<i>per ADR ^{(c)(d)}</i>	(\$)	4,53	0,72
Utile (perdita) complessivo ^(b)	(€ milioni)	9.106	1.971
Flusso di cassa netto da attività operativa	(€ milioni)	7.281	4.093
Investimenti tecnici		3.211	2.405
di cui: <i>ricerca esplorativa</i>		285	160
<i>sviluppo riserve di idrocarburi</i>		2.062	1.594
Totale attività a fine periodo		163.377	119.989
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		52.012	40.580
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		12.777	15.323
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		7.872	10.040
Capitale investito netto		64.789	55.903
di cui: <i>Exploration & Production</i>		50.861	46.488
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		(3.585)	387
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		10.810	9.103
<i>Plenitude & Power</i>		9.425	3.463
Leverage ante IFRS 16	(%)	15	25
Leverage post IFRS 16		25	38
Gearing		20	27
Coverage		21,4	8,2
Current ratio		1,2	1,4
Debt coverage		57,0	26,7
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	11,33	10,27
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.538,3	3.572,5
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	40,5	37,0

(a) Misura di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nel periodo. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

(e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

DIPENDENTI		Primo Semestre	
		2022	2021
Exploration & Production	(numero)	9.336	9.616
Global Gas & LNG Portfolio		858	862
Refining & Marketing e Chimica		13.086	11.394
Plenitude & Power		2.593	2.252
Corporate e altre attività		6.689	7.312
Totale dipendenti gruppo		32.562	31.436
di cui: - <i>donne</i>		8.424	7.668
- <i>all'estero</i>		11.836	10.148
Donne in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri)	(%)	27	27



**SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE ^(a)**

		Primo Semestre	
		2022	2021
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,38	0,39
<i>dipendenti</i>		0,16	0,56
<i>contrattisti</i>		0,48	0,31
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	19,9	19,5
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,8	20,2
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	28,0	26,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,5	0,6
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	2.741	3.049
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		2.062	1.904
Costi di ricerca e sviluppo	(€ milioni)	87	73
Capacità installata da fonti rinnovabili di Gruppo	(megawatt)	1.586	396
Produzioni energia da fonti rinnovabili di Gruppo	(gigawattora)	1.366	311

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

**DATI OPERATIVI****EXPLORATION & PRODUCTION**

		Primo Semestre	
		2022	2021
Produzione di idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.616	1.650
<i>petrolio e condensati</i>	(migliaia di barili/giorno)	760	797
<i>gas naturale</i>	(milioni di metri cubi/giorno)	129	128
Produzione venduta	(milioni di boe)	270	277
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi	(\$/boe)	76,75	43,36
Acqua di formazione reiniettata	(%)	58	59
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	10,68	11,24
Oil spill operativi (>1 barile) ^(b)	(barili)	678	243

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	31,64	34,43
<i>di cui: in Italia</i>		16,28	17,73
<i>internazionali</i>		15,36	16,70
Vendite GNL		5,2	5,2
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,03	0,33

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	235	303
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	47	60
Quota di mercato rete in Italia		21,8	22,4
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	3,55	3,26
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	743	684
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	80	72
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	4.191	4.354
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	69	69
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	3,16	3,29
Emissioni di SO _x (ossido di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq.)	1,45	1,48
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie ^(b)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	221	219

PLENITUDE & POWER

Vendite retail e business gas	(miliardi di metri cubi)	4,37	4,60
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	9,58	7,53
Produzione termoelettrica		11,06	10,20
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		11,34	12,97
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.524	359
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	1.220	264
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,00	4,63
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) ^(b)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	389	384

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

(b) Calcolato sul 100% degli asset operati.

Andamento operativo

EXPLORATION & PRODUCTION

PRODUZIONE E PREZZI

		Primo Semestre		Var.ass.	var %
		2022	2021		
Produzioni					
Petrolio	(migliaia di barili/g)	760	797	(37)	(4,6)
Gas naturale	(milioni di metri cubi/g)	129	128	1	0,8
Idrocarburi	(migliaia di boe/g)	1.616	1.650	(34)	(2,1)
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio	(\$/barile)	99,54	60,56	38,98	64,4
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	350,59	167,67	182,92	109,1
Idrocarburi	(\$/boe)	76,75	43,36	33,39	77,0

Nel primo semestre 2022 la **produzione di idrocarburi** di 1,616 milioni di boe/giorno è diminuita del 2% rispetto al primo semestre 2021. La flessione è dovuta alla forza maggiore al terminale di esportazione dell'oleodotto CPC che ha penalizzato il livello produttivo in Kazakhstan, alla fermata degli impianti in Libia per la ripresa dei conflitti interni nonché l'incremento di atti di sabotaggio e bunkering in Nigeria. Al netto di tali effetti, a parità di prezzo e considerando il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ (in particolare negli Emirati Arabi Uniti), la produzione è invariata rispetto al periodo di confronto 2021. La crescita è stata sostenuta dal ramp-up produttivo in Indonesia, in un contesto di forte domanda globale per il GNL, dalle maggiori produzioni in Algeria e Angola, nonché in Italia e nel Regno Unito che hanno beneficiato di minori attività manutentive rispetto al primo semestre 2021.

La **produzione di petrolio** è stata di 760 mila barili/giorno, in riduzione del 5% rispetto al primo semestre 2021. La riduzione in Kazakhstan, Nigeria e Libia è stata parzialmente compensata dalla crescita produttiva in Angola, Algeria e Italia nonché dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+.

La **produzione di gas naturale** è stata di 129 milioni di metri cubi/giorno in crescita del 1% rispetto al primo semestre 2021. Il ramp-up produttivo in Indonesia e le maggiori produzioni in Algeria, nel Regno Unito e in Italia sono state parzialmente compensate dalle riduzioni in Libia e Nigeria.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 269,5 milioni di boe. La differenza di 22,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 292,4 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi destinati all'autoconsumo (21 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

PORTAFOGLIO MINERARIO E ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE

Nel primo semestre 2022 Eni detiene titoli minerari in 41 paesi. Al 30 giugno 2022, il portafoglio minerario di Eni consiste in 752 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi. La superficie totale è pari a 312.738 chilometri quadrati in quota Eni, di cui 643 chilometri quadrati relativi all'attività CCUS in Regno Unito e in Norvegia. Al 31 dicembre 2021 la superficie complessiva in quota Eni era di 335.501 chilometri quadrati.

Nel primo semestre 2022 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Algeria, Norvegia e Costa d'Avorio, nonché il progetto CCUS in Norvegia per una superficie di circa 5.900 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Sudafrica, Bahrain e Irlanda per circa 26.500 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota principalmente in Vietnam e Congo per complessivi 700 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Indonesia e Norvegia, per complessivi 2.900 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 17 pozzi esplorativi (7,9 in quota Eni), a fronte di 14 pozzi (7,1 in quota Eni) del primo semestre 2021.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2022	2021
Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(migliaia di boe/g)	1.616	1.650
Italia		83	82
Resto d'Europa		196	205
Africa Settentrionale		254	260
Egitto		353	363
Africa Sub-Sahariana		282	301
Kazakhstan		135	150
Resto dell'Asia		177	158
America		124	114
Australia e Oceania		12	17
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	270	277

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2022	2021
Produzione di petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	760	797
Italia		37	34
Resto d'Europa		113	128
Africa Settentrionale		119	128
Egitto		79	82
Africa Sub-Sahariana		181	190
Kazakhstan		94	101
Resto dell'Asia		76	76
America		61	58
Australia e Oceania			

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2022	2021
Produzione di gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	129	128
Italia		7	7
Resto d'Europa		13	12
Africa Settentrionale		20	20
Egitto		41	42
Africa Sub-Sahariana		15	17
Kazakhstan		6	7
Resto dell'Asia		15	12
America		10	8
Australia e Oceania		2	3

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

(b) Comprende la produzione di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (116 e 111 mila boe/giorno nel primo semestre 2022 e 2021, rispettivamente).

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 31,80 miliardi di metri cubi con una riduzione di 2,60 miliardi di metri cubi, pari al 7,6%, rispetto al primo semestre 2021.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (30,18 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 95% del totale, sono diminuiti di 2,26 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2021 (-7%), principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Russia (-3,26 miliardi di metri cubi), Libia (-0,41 miliardi di metri cubi), Norvegia (-0,39 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (-0,26 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati principalmente sui mercati europei (Francia, Germania, Spagna) ed Egitto (complessivamente +3,03 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (1,62 miliardi di metri cubi) registrano una riduzione rispetto al periodo di confronto (-17,3%).

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	Var. %
ITALIA		1,62	1,96	(0,34)	(17,3)
Russia		10,53	13,79	(3,26)	(23,6)
Algeria (incluso il GNL)		5,34	5,35	(0,01)	(0,2)
Libia		1,19	1,60	(0,41)	(25,6)
Paesi Bassi		0,72	0,98	(0,26)	(26,5)
Norvegia		3,35	3,74	(0,39)	(10,4)
Regno Unito		1,12	1,15	(0,03)	(2,6)
Indonesia (GNL)		0,78	0,76	0,02	2,6
Qatar (GNL)		1,14	1,16	(0,02)	(1,7)
Altri acquisti di gas naturale		3,89	0,86	3,03	..
Altri acquisti di GNL		2,12	3,05	(0,93)	(30,5)
ESTERO		30,18	32,44	(2,26)	(7,0)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		31,80	34,40	(2,60)	(7,6)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,12)	(0,34)	0,22	64,7
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,04)	(0,01)	(0,03)	..
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		31,64	34,05	(2,41)	(7,1)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		0,00	0,38	(0,38)	..
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		31,64	34,43	(2,79)	(8,1)

VENDITE

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	Var. %
Prezzo spot del Gas Italia al PSV	(€/migliaia di metri cubi)	1.037	231	806	348,9
TTF		1.014	229	785	342,2
Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)				
Italia		16,28	17,73	(1,45)	(8,2)
Resto d'Europa		13,91	13,90	0,01	0,1
di cui: Importatori in Italia		1,10	1,45	(0,35)	(24,1)
Mercati europei		12,81	12,45	0,36	2,9
Resto del Mondo		1,45	2,80	(1,35)	(48,2)
Totale vendite gas (*)		31,64	34,43	(2,79)	(8,1)
di cui: vendite di GNL		5,20	5,20		

(*) Include vendite intercompany.

Nel primo semestre 2022 le **vendite di gas naturale** di 31,64 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'8,1% rispetto al primo semestre 2021, principalmente per i minori volumi commercializzati nel mercato italiano e nei mercati extraeuropei. Le vendite in Italia di 16,28 miliardi di metri cubi sono diminuite di 1,45 miliardi di metri cubi pari all'8,2% rispetto al primo semestre 2021 (17,73 miliardi di metri cubi) per effetto dei minori volumi commercializzati principalmente all'hub e al settore grossisti, solo in parte compensati dalle maggiori vendite al settore termoelettrico. Le vendite nei mercati europei (12,81 miliardi di metri cubi) hanno registrato un incremento del 2,9% grazie alla ripresa dei consumi, in particolare in Germania e Benelux che hanno più che compensato le minori vendite effettuate presso il mercato francese.

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre		Var. ass.	Var. %
		2022	2021		
ITALIA		16,28	17,73	(1,45)	(8,2)
Grossisti		7,09	7,44	(0,35)	(4,7)
PSV e borsa		4,05	4,81	(0,76)	(15,8)
Industriali		1,79	2,07	(0,28)	(13,5)
Termoelettrici		0,53	0,43	0,10	23,3
Autoconsumi		2,82	2,98	(0,16)	(5,4)
VENDITE INTERNAZIONALI		15,36	16,70	(1,34)	(8,0)
Resto d'Europa		13,91	13,90	0,01	0,1
Importatori in Italia		1,10	1,45	(0,35)	(24,1)
Mercati europei:		12,81	12,45	0,36	2,9
<i>Penisola Iberica</i>		2,09	1,90	0,19	10,0
<i>Germania/Austria</i>		0,83	0,24	0,59	..
<i>Benelux</i>		2,20	1,91	0,29	15,2
<i>Regno Unito</i>		1,13	1,15	(0,02)	(1,7)
<i>Turchia</i>		4,24	4,06	0,18	4,4
<i>Francia</i>		2,27	3,05	(0,78)	(25,6)
<i>Altro</i>		0,05	0,14	(0,09)	(64,3)
Mercati extra europei		1,45	2,80	(1,35)	(48,2)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		31,64	34,43	(2,79)	(8,1)

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre		Var. ass.	Var. %
		2022	2021		
Vendite delle società consolidate		31,64	33,97	(2,33)	(6,9)
Italia (inclusi autoconsumi)		16,28	17,73	(1,45)	(8,2)
Resto d'Europa		13,91	13,58	0,33	2,4
Extra Europa		1,45	2,66	(1,21)	(45,5)
Vendite delle società collegate (quota Eni)		0,00	0,46	(0,46)	..
Resto d'Europa		0,00	0,32	(0,32)	..
Extra Europa		0,00	0,14	(0,14)	..
TOTALE VENDITE GAS MONDO		31,64	34,43	(2,79)	(8,1)

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre		Var. ass.	Var. %
		2022	2021		
Europa		3,8	2,4	1,4	58,3
Extra Europa		1,4	2,8	(1,4)	(50,0)
TOTALE VENDITE GNL		5,2	5,2		

Le **vendite di GNL** (5,2 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente da Qatar, Nigeria ed Indonesia e commercializzato principalmente in Europa e nei mercati asiatici.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	var %
Standard Eni Refining Margin (SERM)	(\$/barile)	8,2	(0,5)	8,7	..
Lavorazioni in conto proprio Italia	(milioni di tonnellate)	8,13	7,85	0,28	3,6
Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		5,35	5,30	0,05	0,9
Totale lavorazioni		13,48	13,15	0,33	2,5
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale	(%)	80	72		
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	235	303	(68)	(22,4)
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	47	60		
MARKETING					
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	3,55	3,26	0,29	8,9
Vendite rete Italia		2,55	2,31	0,24	10,4
Vendite rete resto d'Europa		1,00	0,95	0,05	5,3
Quota di mercato rete Italia	(%)	21,8	22,4		
Vendite extrarete Europa	(milioni di tonnellate)	4,11	3,72	0,39	10,5
Vendite extrarete Italia		2,92	2,75	0,17	6,2
Vendite extrarete resto d'Europa		1,19	0,97	0,22	22,9
CHIMICA					
Vendite di prodotti petrolchimici	(milioni di tonnellate)	2,20	2,32	(0,12)	(5,0)
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	69	69		

REFINING & MARKETING

Nel primo semestre 2022 il **margin di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 8,2 \$/barile, registrando un eccezionale trend rialzista rispetto ai valori negativi riportati nello stesso periodo del 2021. Dalla seconda metà di marzo 2022, a seguito del riavvio delle attività economiche, si è manifestata una forte crescita della domanda di benzina, jet fuel e gasolio, in un contesto di offerta limitata, in particolare gasolio, dovuto ai vincoli di capacità in tutto il settore, con una conseguente forte crescita dei crack spread sui prodotti.

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono pari a 13,48 milioni di tonnellate, con un incremento del 2,5% rispetto al primo semestre 2021, grazie allo scenario di raffinazione favorevole. I principali incrementi sono stati registrati presso le raffinerie di Sannazzaro e Milazzo. Le lavorazioni nel resto del mondo sono aumentate di circa l'1% rispetto al 2021, beneficiando dei maggiori volumi processati in Germania. Il tasso di utilizzo delle raffinerie (80%) aumenta di 8 punti percentuali.

I **volumi di lavorazione bio** pari a 235 mila tonnellate sono in diminuzione del 22,4% rispetto al periodo di confronto. I minori volumi processati presso la bioraffineria di Gela, a seguito della fermata occorsa nei primi mesi dell'anno, sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni registrate presso la bioraffineria di Venezia.

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	Var.%
	(milioni di tonnellate)				
Rete		2,55	2,31	0,24	10,4
Extrarete		2,92	2,75	0,17	6,2
Petrochimica		0,24	0,30	(0,06)	(20,0)
Altre vendite		4,41	4,91	(0,50)	(10,2)
Vendite in Italia		10,12	10,27	(0,15)	(1,5)
Rete resto d'Europa		1,00	0,95	0,05	5,3
Extrarete resto d'Europa		1,19	0,97	0,22	22,7
Extrarete mercati extra europei		0,25	0,25		
Altre vendite		0,76	0,66	0,10	15,2
Vendite all'estero		3,20	2,83	0,37	13,1
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		13,32	13,10	0,22	1,7

Nel primo semestre 2022, le **vendite di prodotti petroliferi** (13,32 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,22 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2021 (+1,7%).

Le **vendite rete in Italia** pari a 2,55 milioni di tonnellate risultano in aumento del 10,4% per effetto dei maggiori volumi commercializzati di gasolio, benzine e GPL. La quota di mercato del semestre 2022 si è attestata al 21,8% (22,4% nel primo semestre 2021).

Al 30 giugno 2022, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.051 stazioni di servizio, con un decremento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (4.127 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (68 unità), della riduzione delle concessioni autostradali (6 unità), del saldo negativo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (2 unità).

L'erogato medio in Italia (673 mila litri) è in aumento di 61 mila litri rispetto al primo semestre 2021 (613 mila litri).

Le **vendite extrarete in Italia** pari a 2,92 milioni di tonnellate aumentano del 6,2% rispetto al primo semestre 2021 per effetto principalmente delle maggiori vendite di jet fuel a seguito della ripresa economica e della maggiore mobilità delle persone rispetto al periodo di confronto, che ha più che compensato le minori vendite degli altri prodotti.

Le **vendite alla Petrolchimica** (0,24 milioni di tonnellate) sono in riduzione del 20% rispetto al periodo di confronto a causa della contrazione delle attività produttive registrata nel settore.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 2,19 milioni di tonnellate si incrementano del 14,1% rispetto al primo semestre 2021 per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati in Germania, Austria e Spagna, parzialmente bilanciati dalle minori vendite in Svizzera.

Le **altre vendite in Italia e all'estero** (5,17 milioni di tonnellate) registrano un decremento rispetto al primo semestre 2021 (-7,2%).

Vendite rete ed extrarete per prodotto/canale

	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	Var. %
ITALIA		5,47	5,06	0,41	8,1
Vendite rete		2,55	2,31	0,24	10,4
Benzina		0,68	0,59	0,09	15,3
Gasolio		1,70	1,56	0,14	9,0
GPL		0,16	0,14	0,02	14,3
Altri prodotti		0,01	0,02	(0,01)	(50,0)
Vendite extrarete		2,92	2,75	0,17	6,2
Gasolio		1,46	1,48	(0,02)	(1,2)
Oli combustibili		0,01	0,13	(0,12)	(90,0)
GPL		0,09	0,09	(0,00)	(2,2)
Benzina		0,20	0,04	0,16	..
Lubrificanti		0,02	0,04	(0,02)	(42,5)
Bunker		0,25	0,31	(0,06)	(19,7)
Jet fuel		0,71	0,28	0,43	..
Altri prodotti		0,18	0,38	(0,20)	(52,6)
ESTERO (RETE + EXTRARETE)		2,44	2,17	0,27	12,4
Benzina		0,52	0,46	0,06	13,0
Gasolio		1,43	1,27	0,16	12,8
Jet fuel		0,05	0,02	0,03	..
Oli combustibili		0,06	0,03	0,03	..
Lubrificanti		0,04	0,06	(0,02)	(33,3)
GPL		0,25	0,26	(0,01)	(2,3)
Altri prodotti		0,09	0,07	0,02	28,6
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		7,91	7,23	0,68	9,4

CHIMICA

	(migliaia di tonnellate)	Primo Semestre		Var. ass.	Var. %
		2022	2021		
Intermedi		3.076	3.225	(149)	(4,6)
Polimeri		1.111	1.122	(11)	(1,0)
Biochem		4	7	(3)	(42,9)
Produzioni di prodotti petrolchimici		4.191	4.354	(163)	(3,7)
Moulding & Compounding		46		46	..
Totale produzioni		4.237	4.354	(117)	(2,7)
Consumi e perdite		(2.315)	(2.344)	29	1,2
Acquisti e variazioni rimanenze		282	312	(30)	(9,6)
TOTALE DISPONIBILITA'		2.204	2.322	(118)	(5,1)
Intermedi		1.303	1.352	(49)	(3,6)
Polimeri		846	951	(105)	(11,0)
Oilfield chemicals		11	13	(2)	(15,4)
Biochem		1	6	(5)	(83,3)
Vendite di prodotti petrolchimici		2.161	2.322	(161)	(6,9)
Moulding & Compounding		43		43	..
TOTALE VENDITE		2.204	2.322	(118)	(5,1)

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 4.191 mila tonnellate sono diminuite di 163 mila tonnellate (-3,7%). La principale riduzione è stata registrata presso il segmento degli intermedi a causa delle fermate produttive di Porto Marghera per riconversione e delle minori produzioni dell'impianto di Priolo.

Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 2.161 mila tonnellate registrano una riduzione di 161 mila tonnellate (-6,9%); in particolare i minori volumi venduti hanno riguardato il segmento polimeri (-105 mila tonnellate) e intermedi (-49 mila tonnellate) a causa della ridotta disponibilità di prodotto e per lo scenario sfavorevole.

Le **vendite di moulding & compounding** pari nel primo semestre a 43 mila tonnellate si riferiscono ai semilavorati e ai prodotti del gruppo Finproject, tra i quali il compound di ultima generazione a base di Poliolefine espandibili a marchio Levirex® e il materiale plastico ultraleggero a marchio XL Extralight®.

I **margini degli elastomeri e stirenici** hanno registrato un recupero grazie alla crescita dei prezzi dovuta alla ripresa della domanda del settore packaging ed isolamento termico, per gli stirenici, e di pneumatici, per gli elastomeri. I margini degli stirenici hanno beneficiato anche delle minori importazioni. Il margine del polietilene ha riportato una riduzione in confronto al primo semestre 2021.

PLENITUDE & POWER

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	var %
Plenitude					
Vendite retail e business gas	mld di metri cubi	4,37	4,60	(0,23)	(5,1)
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	9,58	7,53	2,05	27,2
Clienti retail/business	mln pdf	9,95	9,95		
Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	1.220	264	956	362
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	1.524	359	1.165	324,8
di cui: - fotovoltaico	%	57	74		
- eolico		42	24		
- potenza installata di storage		1	2		
Power					
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	11,34	12,97	(1,63)	(12,6)
Produzione termoelettrica		11,06	10,20	0,86	8,4

PLENITUDE

RETAIL GAS & POWER

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	var %
(miliardi di metri cubi)					
ITALIA		2,94	2,97	(0,03)	(1,0)
Rivenditori		0,14	0,10	0,04	40,0
Industriali		0,18	0,17	0,01	5,9
PMI e terziario		0,41	0,42	(0,01)	(2,4)
Residenziali		2,21	2,28	(0,07)	(3,1)
VENDITE INTERNAZIONALI		1,43	1,63	(0,20)	(12,5)
Mercati europei:					
Francia		1,08	1,33	(0,25)	(18,9)
Grecia		0,24	0,24	(0,00)	(0,4)
Altro		0,11	0,06	0,05	80,0
TOTALE VENDITE RETAIL E BUSINESS GAS		4,37	4,60	(0,23)	(5,1)

Nel primo semestre 2022, le **vendite retail e business di gas** in Italia e nel resto d'Europa sono state di 4,37 miliardi di metri cubi, evidenziando una riduzione di 0,23 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2021, pari al -5,1%. Le vendite in Italia pari a 2,94 miliardi di metri cubi si riducono dell'1% rispetto al periodo di confronto, principalmente per effetto delle minori vendite al segmento residenziale, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati al segmento rivenditori.

Le vendite sui mercati europei di 1,43 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 12,5% (-0,20 miliardi di metri cubi) rispetto al primo semestre 2021. In aumento di 0,05 miliardi di metri cubi le vendite negli altri mercati europei a seguito dell'acquisizione delle attività nella Penisola Iberica.

Le **vendite retail e business di energia elettrica a clienti finali** di 9,58 TWh effettuate da Plenitude e dalle società controllate in Francia, Penisola Iberica e Grecia registrano un trend positivo con un incremento pari al 27,2% rispetto al primo semestre 2021, grazie alle maggiori vendite a clienti retail residenziali e industriali in Europa, beneficiando dell'espansione nei mercati di Spagna e Portogallo a seguito dell'acquisizione di Aldro Energía.

RENEWABLES

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	var %
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	1.220	264	956	362
di cui: fotovoltaico		505	141	364	259
di cui: eolico		715	123	592	..
di cui: Italia		443	68	375	549
di cui: estero		777	196	581	..

La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1.220 GWh, riferita per 715 GWh all'ambito eolico e per 505 GWh al fotovoltaico, con un aumento di 956 GWh rispetto al primo semestre 2021. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in produzione di nuovi impianti in Italia e all'estero, nonché del contributo degli asset acquisiti negli Stati Uniti.

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

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	var %
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	1.524	359	1.165	325
di cui: fotovoltaico		871	264	607	..
di cui: eolico		646	87	559	..
di cui: potenza installata di storage		7	8	(1)	(13)

Capacità installata a fine periodo (dati in quota Eni)

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	var %
	(megawatt)				
	(tecnologia)				
ITALIA	fotovoltaico	116	112	5	4
ESTERO		762	160	602	..
Algeria *	fotovoltaico		5	(5)	..
Australia	fotovoltaico	64	64		
Francia	fotovoltaico	111		111	
Pakistan *	fotovoltaico		10	(10)	..
Tunisia *	fotovoltaico		9	(9)	..
Stati Uniti	fotovoltaico	587	72	515	..
TOTALE CAPACITA' INSTALLATA FOTOVOLTAICO		878	272	606	..
ITALIA	eolico onshore	406	24	382	..
ESTERO		240	63	177	..
Kazakhstan	eolico onshore	96	48	48	
Spagna	eolico onshore	129		129	
Stati Uniti	eolico onshore	15	15		
TOTALE CAPACITA' INSTALLATA EOLICO ONSHORE		646	87	559	..
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)		1.524	359	1.165	325
di cui potenza installata di storage		7	8	(1)	(13)

* Asset trasferiti ad altri settori.

Al 30 giugno 2022, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 1.524 MW, più che quadruplicata rispetto al primo semestre 2021. L'incremento di 1.165 MW rispetto al 30 giugno 2021 è riferito principalmente all'acquisizione di asset in operation negli Stati Uniti (Corazon) e in Italia (Fortore Energia), nonché all'installazione del primo lotto del campo fotovoltaico di Brazoria (USA).

POWER

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	var %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.219	2.170	49	2,3
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	81	3	78	..
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	11,06	10,20	0,86	8,4
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	3.734	3.801	(67)	(1,8)

Disponibilità di energia elettrica

		Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	var %
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	11,06	10,20	0,86	8,4
Acquisti di energia elettrica ^(a)		4,42	5,49	(1,07)	(19,5)
Disponibilità		15,48	15,69	(0,21)	(1,3)
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		11,34	12,97	(1,63)	(12,6)
Vendita di energia elettrica a Plenitude		4,14	2,72	1,42	52,2

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

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 30 giugno 2022, la potenza installata in esercizio è di 4,5 GW. Nel primo semestre 2022, la **produzione di energia elettrica** è stata di 11,06 TWh, in crescita rispetto al primo semestre 2021. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 4,42 TWh di energia elettrica (-19,5% rispetto al periodo di confronto) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** di 11,34 TWh registrano un decremento pari al 12,6%, a seguito dei minori volumi venduti presso la Borsa elettrica.

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

	Primo Semestre			
(€ milioni)	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	63.685	30.788	32.897	106,9
Altri ricavi e proventi	618	651	(33)	(5,1)
Costi operativi	(48.595)	(23.677)	(24.918)	(105,2)
Altri proventi e oneri operativi	(774)	48	(822)	..
Ammortamenti	(3.390)	(3.322)	(68)	(2,0)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(175)	(602)	427	70,9
Radiazioni	(47)	(29)	(18)	(62,1)
Utile (perdita) operativo	11.322	3.857	7.465	..
Proventi (oneri) finanziari	(528)	(473)	(55)	(11,6)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	1.509	(427)	1.936	..
Utile (perdita) prima delle imposte	12.303	2.957	9.346	..
Imposte sul reddito	(4.895)	(1.845)	(3.050)	..
Tax rate (%)	39,8	62,4	(22,6)	
Utile (perdita) netto	7.408	1.112	6.296	..
di competenza:				
- azionisti Eni	7.398	1.103	6.295	..
- interessenze di terzi	10	9	1	11,1

Risultati reported

I risultati del primo semestre 2022 sono stati conseguiti in un contesto di riferimento che vede un rafforzamento di tutte le commodities: il Brent è cresciuto da 65 \$/barile nel primo semestre 2021 a 108 \$/barile del semestre 2022 (+66%); i prezzi del gas in Europa sono quintuplicati; per il settore della chimica lo spread polietilene-etilene ha raggiunto valori record. Anche lo scenario di raffinazione nell'area Europa/Mediterraneo ha raggiunto valori del benchmark SERM ai massimi storici (8,2 \$/barile in media nel semestre 2022 rispetto a -0,5 \$/barile in media nello stesso periodo del 2021) che segnalano un mercato fisico molto corto e una migliore performance dei sottostanti.

In particolare, dopo il rafforzamento registrato nel primo trimestre 2022, le condizioni macroeconomiche e la stabilità dei mercati finanziari sono considerevolmente peggiorate nel secondo trimestre 2022 a seguito delle continue tensioni e incertezze legate agli approvvigionamenti energetici globali e dell'estrema volatilità dei prezzi, implicando il rischio di una recessione globale che guadagna terreno in un contesto di crescenti pressioni inflazionistiche e di rischio sistemico legato all'attuale invasione militare Russa in Ucraina.

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** nel primo semestre 2022 è stato di €7.398 milioni rispetto a €1.103 milioni del primo semestre 2021, con un incremento di €6,3 miliardi sostenuto dall'eccellente performance operativa in tutti i segmenti di business (+€7,5 miliardi il risultato operativo). Il flusso di cassa netto da attività operativa ha registrato un incremento del 78% a €7.281 milioni, mentre l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 è di €7.872 milioni, in riduzione di €1.115 milioni rispetto al 31 dicembre 2021.

Il risultato netto ottenuto in un contesto economico più favorevole e in uno scenario energetico con fondamentali migliorati è stato sostenuto dalla performance operativa ed ha beneficiato del significativo contributo dei risultati conseguiti dalle società partecipate (+€1,9 miliardi), nonché del tax rate tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo.

Di seguito i principali indicatori di scenario del semestre:

	Primo Semestre		
	2022	2021	Var %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	107,59	64,86	65,9
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,093	1,205	(9,3)
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	98,44	53,83	82,9
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	8,2	(0,5)	..
PSV ^(d)	1.037	231	348,9
TTF ^(d)	1.014	229	342,2

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

Risultati adjusted e composizione degli special item

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2022	2021	Var. ass.
Utile (perdita) operativo		11.322	3.857	7.465
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.351)	(815)		
Esclusione special item	1.061	324		
Utile (perdita) operativo adjusted		11.032	3.366	7.666
Dettaglio per settore di attività:				
<i>Exploration & Production</i>	9.248	3.219	6.029	187,3
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>	917	(6)	923	..
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	1.013	70	943	..
<i>Plenitude & Power</i>	325	310	15	4,8
<i>Corporate e altre attività</i>	(294)	(257)	(37)	(14,4)
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	(177)	30	(207)	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		7.398	1.103	6.295
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(962)	(581)		
Esclusione special item	642	677		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		7.078	1.199	5.879

Nel primo semestre 2022 l'**utile operativo adjusted** di €11.032 milioni è aumentato di €7,7 miliardi, più che triplicato rispetto al primo semestre 2021, sostenuto dalla robusta performance dell'upstream guidata dalla ripresa dello scenario energetico e dai minori costi, e dal notevole contributo del business Refining & Marketing che ha conseguito un utile operativo di €1 miliardo, facendo leva su un SERM medio del semestre di 8,2 \$/barile. Robusto anche il contributo del settore GGP grazie alla performance positiva, in particolare nel primo trimestre dell'anno, del business GNL e alla flessibilità del portafoglio.

Il Gruppo ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €7.078 milioni, un incremento di €5.879 milioni rispetto al periodo di confronto per effetto della migliore performance operativa, del significativo incremento (oltre €1 miliardo) del risultato delle società valutate con il metodo del patrimonio netto, joint ventures e collegate. Il risultato ha inoltre beneficiato dell'andamento del tax rate (38% nel primo semestre 2022 rispetto al 58% nel semestre 2021) che non include l'onere d'imposta relativo al contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022. Il trend del tax rate consolidato rispetto allo scorso anno riflette principalmente l'impatto del settore E&P per effetto del miglioramento dello scenario prezzi e di un più favorevole mix geografico dei profitti con aumento dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi con una più favorevole fiscalità, nonché il recupero di redditività delle controllate italiane, considerando che nel 2021 la rilevazione delle imposte differite sulle perdite di periodo era limitata dalle minori prospettive di redditività.

	Primo Semestre	
(€ milioni)	2022	2021
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.061	324
- oneri ambientali	224	79
- svalutazioni (riprese di valore) nette	175	602
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		22
- plusvalenze nette su cessione di asset	(9)	(88)
- accantonamenti a fondo rischi	12	27
- oneri per incentivazione all'esodo	106	56
- derivati su commodity	490	(269)
- differenze e derivati su cambi	90	53
- altro	(27)	(158)
Oneri (proventi) finanziari	(91)	2
di cui:		
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(90)	(53)
Oneri (proventi) su partecipazioni	(467)	402
di cui:		
- plusvalenza cessione Vår Energi	(432)	
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		402
Imposte sul reddito	139	(51)
Totale special item dell'utile (perdita) netto	642	677

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €1.061 milioni con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** oneri netti di €125 milioni rappresentati principalmente da svalutazioni di asset per adeguare il valore di libro al fair value (€43 milioni), svalutazione di crediti (€27 milioni), oneri per esodi agevolati (€17 milioni) e accantonamenti al fondo rischi (€7 milioni);
- **G&P:** oneri netti di €2.977 milioni rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (onere di €2.874 milioni) a seguito del forte incremento dei prezzi del gas, nonché dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svasso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €53 milioni). Inoltre, le rettifiche positive comprendono la riclassifica del saldo positivo di €148 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione.
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €122 milioni riferiti principalmente ad oneri ambientali (€124 milioni) e al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€103 milioni). Tali oneri sono stati in parte compensati dalla riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo negativo di €41 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio, un provento assicurativo (€23 milioni), proventi netti da cessione di asset per €7 milioni nonché proventi da derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€27 milioni).
- **Plenitude & Power:** proventi netti di €2.288 milioni rappresentati essenzialmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, il cui ammontare è stato influenzato dalle quotazioni record raggiunte dal gas naturale.

Gli **altri special item** del semestre 2022 comprendono essenzialmente: (i) la plusvalenza derivante dalla quotazione di una quota della partecipata Vår Energi attraverso una IPO presso la borsa di Oslo; (ii) l'onere d'imposta relativo al contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 prevista dalla Legge n. 51 del 20 maggio 2022 (conversione del D.L. 21/2022 c.d. "Decreto Ucraina"); (iii) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti della raffineria ADNOC.

► Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		16.196	8.921	7.275	81,5
Global Gas & LNG Portfolio		22.837	5.943	16.894	..
Refining & Marketing e Chimica		29.685	17.584	12.101	68,8
- Refining & Marketing		27.245	15.691	11.554	73,6
- Chimica		3.720	2.720	1.000	36,8
- Elisioni		(1.280)	(827)	(453)	
Plenitude & Power		9.967	4.742	5.225	..
- Plenitude		6.889	3.624	3.265	90,1
- Power		3.945	1.207	2.738	..
- Elisioni		(867)	(89)	(778)	
Corporate e altre attività		860	812	48	5,9
Elisioni di consolidamento		(15.860)	(7.214)	(8.646)	
Ricavi della gestione caratteristica		63.685	30.788	32.897	106,9
Altri ricavi e proventi		618	651	(33)	(5,1)
Totale ricavi		64.303	31.439	32.864	104,5

I ricavi complessivi ammontano a €64.303 milioni, più del doppio rispetto al semestre 2021. I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2022 (€63.685 milioni) in crescita del 107% rispetto al primo semestre 2021, riflettono gli effetti indotti dal rafforzamento di tutte le commodities (il Brent cresciuto da 65 \$/barile nel primo semestre 2021 a 108 \$/barile nel semestre 2022; i prezzi spot del gas in Italia e in Europa quintuplicati e lo spread polietilene-etilene, indicatore di riferimento per la chimica, al valore record di circa 800 \$/tonnellata) nonché dalla ripresa dei volumi commercializzati favoriti dalla progressiva riapertura dell'economia principalmente in R&M e nella Chimica che ha catturato la ripresa della domanda globale di commodity in settori finali chiave quali l'automotive, il packaging e il settore dei beni di largo consumo, nonché volumi di vendite addizionali grazie alla maggiore disponibilità degli impianti e il minore import da paesi produttori (USA e Medio Oriente). Il retail gas e power ha beneficiato della positiva performance del business extracommodity e delle azioni commerciali Italia.

Costi operativi

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2022	2021	Var. ass.
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		46.882	22.117	24.765
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		165	67	98
Costo lavoro		1.548	1.493	55
<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>		106	56	50
		48.595	23.677	24.918

I costi operativi sostenuti nel primo semestre 2022 (€48.595 milioni) sono aumentati di €24.918 milioni rispetto al primo semestre 2021. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€46.882 milioni) sono più che raddoppiati per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). Il costo lavoro (€1.548 milioni) è aumentato di €55 milioni (+3,7%) rispetto al periodo di confronto principalmente a seguito del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e di maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

Proventi (oneri) finanziari netti

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2022	2021	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(549)	(404)	(145)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(241)	(234)	(7)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(91)	19	(110)
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(59)	(44)	(15)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(171)	(153)	(18)
- Interessi attivi verso banche		5	2	3
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		8	6	2
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(88)	(218)	130
- Strumenti finanziari derivati su valute		(139)	(235)	96
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		49	17	32
- Opzioni su titoli		2		2
Differenze di cambio		180	246	(66)
Altri proventi (oneri) finanziari		(84)	(129)	45
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		47	27	20
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(70)	(75)	5
- Altri proventi (oneri) finanziari		(61)	(81)	20
		(541)	(505)	(36)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		13	32	(19)
		(528)	(473)	(55)

Gli **oneri finanziari netti** di €528 milioni aumentano di €55 milioni rispetto al primo semestre 2021 per effetto principalmente: (i) dell'incremento degli oneri finanziari correlati all'indebitamento (+€145 milioni) parzialmente compensato dall'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€32 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IFRS 9; (ii) della variazione negativa delle differenze cambio per €66 milioni compensate dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€96 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base all'IFRS 9; (iii) dell'incremento degli interessi su passività per beni in leasing per effetto cambio (+€18 milioni). Gli oneri finanziari diversi evidenziano un miglioramento di €20 milioni principalmente a seguito dell'attualizzazione nel 2021 di un credito nel settore E&P.

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

	(€ milioni)	Primo Semestre		Var. ass.
		2022	2021	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		850	(477)	1.327
Dividendi		151	66	85
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		434		434
Altri proventi (oneri) netti		74	(16)	90
Proventi (oneri) su partecipazioni		1.509	(427)	1.936

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €1.509 milioni, in sostanziale incremento rispetto agli oneri contabilizzati nello stesso periodo dell'anno precedente (+€1.936 milioni) e riguardano:

- le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €850 milioni riferite principalmente alla rilevazione della quota di competenza della JV Vår Energi, di ADNOC Refinery e di Angola Lng Ltd, nonché la quota Eni della perdita della joint venture Saipem;
- i dividendi di €151 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€113 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co. (€20 milioni);
- plusvalenze nette da cessione di partecipazioni (€434 milioni) riferite quasi esclusivamente al collocamento di una quota del capitale Eni in Vår Energi sulla borsa di Oslo.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

(€ milioni)	30 Giu. 2022	31 Dic. 2021	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	54.871	56.299	(1.428)
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.401	4.821	(420)
Attività immateriali	4.851	4.799	52
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.307	1.053	254
Partecipazioni	7.300	7.181	119
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.087	1.902	185
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.040)	(1.804)	(236)
	72.777	74.251	(1.474)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	8.820	6.072	2.748
Crediti commerciali	15.853	15.524	329
Debiti commerciali	(16.202)	(16.795)	593
Attività (passività) tributarie nette	(4.835)	(3.678)	(1.157)
Fondi per rischi e oneri	(11.959)	(13.593)	1.634
Altre attività (passività) d'esercizio	(4.300)	(2.258)	(2.042)
	(12.623)	(14.728)	2.105
Fondi per benefici ai dipendenti	(803)	(819)	16
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	5.438	139	5.299
CAPITALE INVESTITO NETTO	64.789	58.843	5.946
Patrimonio netto degli azionisti Eni	51.917	44.437	7.480
Interessenze di terzi	95	82	13
Patrimonio netto	52.012	44.519	7.493
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.872	8.987	(1.115)
Passività in leasing	4.905	5.337	(432)
- di cui <i>working interest Eni</i>	4.417	3.653	764
- di cui <i>working interest follower</i>	488	1.684	(1.196)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.777	14.324	(1.547)
COPERTURE	64.789	58.843	5.946
Leverage	0,25	0,32	(0,08)
Gearing	0,20	0,24	(0,05)

Al 30 giugno 2022, il **capitale immobilizzato** di €72.777 milioni è in riduzione di €1.474 milioni rispetto al 31 dicembre 2021, per effetto della riclassifica degli asset petroliferi in Angola come disponibili per la vendita, a seguito dell'accordo di business combination firmato con bp nel marzo 2022. Gli altri movimenti includono gli investimenti/acquisizioni del periodo e l'effetto positivo delle differenze cambio (al 30 giugno 2022, il tasso di cambio puntuale euro/dollaro è stato pari a 1,039, rispetto a 1,133 al 31 dicembre 2021, -8,3%) che sono stati in parte compensati dagli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni del periodo (€3.612 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€12.623 milioni) aumenta di €2.105 milioni per effetto dell'aumento del valore di libro delle scorte per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity (+€2,7 miliardi), in parte compensato dalle maggiori passività per imposte al netto dei pagamenti effettuati (-€1,2 miliardi) nonché dalla riduzione delle altre passività d'esercizio (-€2,04 miliardi) per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati.

Il **patrimonio netto** (€52.012 milioni) è aumentato di €7.493 milioni rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto dell'utile di periodo (€7.408 milioni), delle differenze positive di cambio per effetto dell'apprezzamento del dollaro USA vs. euro rispetto al 31 dicembre 2021 (+€3.522 milioni), in parte

¹ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

compensate dalla variazione negativa di €2.735 milioni della riserva cash flow hedge per effetto dell'andamento delle quotazioni del gas e dal pagamento dividendi.

L'**indebitamento finanziario netto**² ante lease liability al 30 giugno 2022 è pari a €7.872 milioni, in riduzione di €1.115 milioni rispetto al 2021. Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,15 al 30 giugno 2022, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2021 (0,20).

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 39.

³ Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)" alle pagine seguenti della presente relazione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO⁴

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2022	2021	Var. ass.
Utile (perdita) netto		7.408	1.112	6.296
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		2.765	4.273	(1.508)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(444)	(88)	(356)
- dividendi, interessi e imposte		5.185	2.135	3.050
Variazione del capitale di esercizio		(3.840)	(1.797)	(2.043)
Dividendi incassati da partecipate		305	354	(49)
Imposte pagate		(3.664)	(1.502)	(2.162)
Interessi (pagati) incassati		(434)	(394)	(40)
Flusso di cassa netto da attività operativa		7.281	4.093	3.188
Investimenti tecnici		(3.193)	(2.387)	(806)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(1.267)	(871)	(396)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		904	237	667
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		256	73	183
Free cash flow		3.981	1.145	2.836
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		1.670	(1.185)	2.855
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(706)	(361)	(345)
Rimborso di passività per beni in leasing		(556)	(445)	(111)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.713)	(844)	(869)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(87)	1.975	(2.062)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		79	22	57
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		2.668	307	2.361
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		10.797	4.757	6.040

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2022	2021	Var. ass.
Free cash flow		3.981	1.145	2.836
Rimborso di passività per beni in leasing		(556)	(445)	(111)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(88)	(241)	153
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(422)	(62)	(360)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.713)	(844)	(869)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(87)	1.975	(2.062)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		1.115	1.528	(413)
Rimborsi lease liability		556	445	111
Accensioni del periodo e altre variazioni		(124)	(710)	586
Variazione passività per beni in leasing		432	(265)	697
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		1.547	1.263	284

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre è stato di €7.281 milioni con un incremento di €3,2 miliardi, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream e dal rilevante contributo del business R&M. La manovra factoring ha riguardato la cessione di circa €2,7 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi reporting period, con un incremento di circa €0,6 miliardi rispetto all'ammontare ceduto a fine 2021, in leggero miglioramento rispetto a quanto fatto nel primo semestre 2021.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €3,8 miliardi è dovuto alla variazione del valore del magazzino petrolio e prodotti in uno scenario di prezzi in crescita, alla ricostituzione degli stoccaggi gas e al pagamento delle forniture di gas. I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato principalmente Vår Energi e Nigeria LNG.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €10.797 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas

⁴ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, il pagamento della prima tranche dell'imposta italiana straordinaria delle imprese energetiche per il 2022, nonché il rimborso di capitale da parte di una collegata riclassificato come flusso di cassa operativo.

La riconduzione del **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** al flusso di cassa netto da attività operativa è riportata di seguito:

	Primo Semestre	
	(€ milioni)	
	2022	2021
Flusso di cassa netto da attività operativa	7.281	4.093
Variazione del capitale di esercizio	3.840	1.797
Esclusione derivati su commodity	490	(269)
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(1.351)	(815)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	10.260	4.806
Accantonamenti straordinari su crediti, per oneri e altro	537	(49)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	10.797	4.757

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €1,1 miliardi è principalmente dovuta al free cash flow organico di circa €5 miliardi, parzialmente compensato dal pagamento del saldo dividendo 2021 agli azionisti Eni (€1,5 miliardi), dall'acquisto di azioni proprie (€0,2 miliardi), dall'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (esborso netto di €0,9 miliardi), dal pagamento delle rate di leasing di €0,6 miliardi e delle cedole relative ai bond ibridi, nonché dalle differenze cambio e altre variazioni minori dell'indebitamento finanziario netto (€0,6 miliardi).

Investimenti tecnici e in partecipazioni

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	Var %
Exploration & Production ^(a)		2.569	1.806	763	42,2
di cui: - acquisto di riserve proved e unproved		153	13	140	..
- ricerca esplorativa		285	160	125	78,1
- sviluppo di idrocarburi		2.062	1.594	468	29,4
- progetti CCUS e agro-biofeedstock		53	20	33	..
- altro		16	19	(3)	(15,8)
Global Gas & LNG Portfolio		9	15	(6)	(40,0)
Refining & Marketing e Chimica		231	333	(102)	(30,6)
- Refining & Marketing		171	232	(61)	(26,3)
- Chimica		60	101	(41)	(40,6)
Plenitude & Power		322	160	162	101,3
- Plenitude		258	135	123	91,1
- Power		64	25	39	..
Corporate e altre attività		81	94	(13)	(13,8)
Effetto eliminazione utili interni		(1)	(3)	2	
Investimenti tecnici ^(a)		3.211	2.405	806	33,5
Investimenti in partecipazioni/business combination		1.267	871	396	45,5
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		4.478	3.276	1.202	36,7

(a) Include operazioni di reverse factoring poste in essere nel primo semestre 2022.

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €4.478 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank C nel Mare del Nord, del 100% della società SKGR proprietaria di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Grecia, un portafoglio di capacità da fonti rinnovabili addizionale negli Stati Uniti e la sottoscrizione dell'aumento di capitale della JV Saipem al fine di supportare un nuovo piano industriale e la ristrutturazione finanziaria della società. Questi impieghi di cassa sono stati parzialmente compensati dall'incasso derivante dal collocamento di una quota del capitale di Vår Energi con un incasso in quota Eni di circa €0,5 miliardi.

Gli **investimenti tecnici** di €3.211 milioni (€2.405 milioni nel primo semestre 2021; +34%) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.062 milioni) in particolare in Egitto, Stati Uniti, Angola, Messico, Emirati Arabi Uniti, Kazakhstan, Congo, Costa d'Avorio, Iraq, Italia e Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€139 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€32 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€258 milioni) principalmente per iniziative di marketing, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo nel business delle rinnovabili.

► Risultati per settore di attività⁵

Exploration & Production

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		9.123	3.665	5.458	..
Esclusione special items		125	(446)		
Utile (perdita) operativo adjusted		9.248	3.219	6.029	187,3
Proventi (oneri) finanziari netti		(115)	(193)	78	
Proventi (oneri) su partecipazioni		884	219	665	
di cui: Vår Energi		455	143	312	
Imposte sul reddito		(3.869)	(1.473)	(2.396)	
Utile (perdita) netto adjusted		6.148	1.772	4.376	..
I risultati includono:					
Costi di ricerca esplorativa:		160	132	28	21,2
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		105	102	3	
- radiazione di pozzi di insuccesso		55	30	25	

Nel primo semestre 2022 il settore Exploration & Production ha continuato il trend di forte crescita con un incremento di €6 miliardi dell'**utile operativo adjusted** rispetto al primo semestre 2021, trainato dal continuo rafforzamento dello scenario petrolifero, nonché dalla gestione disciplinata dei costi. In tale contesto, i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati del 64% per i liquidi, mentre i prezzi del gas sono aumentati del 109% rispetto allo stesso periodo del 2021.

L'**utile netto adjusted** di €6.148 milioni, con un incremento di €4.376 milioni rispetto al 2021, beneficiando dei maggiori risultati delle partecipate Vår Energi (+€312 milioni) e Angola LNG, nonché della riduzione del tax rate (circa 7 punti percentuali) dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti con aumento dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi con una più favorevole fiscalità.

Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è aumentato in media del 109% nel semestre per effetto dell'andamento favorevole dello scenario. Il prezzo medio di realizzo del gas naturale Eni è stato ridotto in media di 23,03 \$/migliaia di metri cubi per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 1.242 milioni di metri cubi. Tali transazioni sono parte di quelle poste in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo dicembre 2021- dicembre 2022. Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza:

		Primo Semestre 2022
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	
Volumi venduti		19.818
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		1.242
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/migliaia di metri cubi)	373,62
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(23,03)
Prezzo medio di realizzo		350,59

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

Global Gas & LNG Portfolio

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		(2.060)	(240)	(1.820)	..
Esclusione special item		2.977	234		
Utile (perdita) operativo adjusted		917	(6)	923	..
Proventi (oneri) finanziari netti		(20)	(4)	(16)	
Proventi (oneri) su partecipazioni		2	(2)	4	
Imposte sul reddito		(301)	(11)	(290)	
Utile (perdita) netto adjusted		598	(23)	621	..

Nel primo semestre 2022 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha registrato un incremento dell'**utile operativo adjusted** di €923 milioni rispetto alla perdita operativa del corrispondente periodo del 2021, per effetto del forte scenario prezzi e delle ottimizzazioni dei margini, che hanno beneficiato della flessibilità del portafoglio di approvvigionamento gas nella gestione del magazzino e sulle diversificate indicizzazioni di prezzo di acquisto/vendita.

Il settore ha chiuso il semestre con un **utile netto adjusted** di €598 milioni rispetto alla perdita netta adjusted di €23 milioni del semestre 2021.

Refining & Marketing e Chimica

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2022	2021	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		2.279	(115)	2.394	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(1.388)	(832)		
Esclusione special item		122	1.017		
Utile (perdita) operativo adjusted		1.013	70	943	..
- Refining & Marketing		1.003	(171)	1.174	..
- Chimica		10	241	(231)	(95,9)
Proventi (oneri) finanziari netti		(29)	(10)	(19)	
Proventi (oneri) su partecipazioni		218	(33)	251	
di cui: ADNOC R>		196	(49)	245	
Imposte sul reddito		(324)	(3)	(321)	
Utile (perdita) netto adjusted		878	24	854	..

Nel primo semestre 2022 il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €1.013 milioni, in sostanziale incremento rispetto all'utile operativo adjusted di €70 milioni dello stesso periodo del 2021.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €1.003 milioni, in significativo miglioramento rispetto alla perdita operativa adjusted dello stesso periodo dell'anno precedente (-€171 milioni nel semestre 2021). La performance è stata sostenuta da margini di raffinazione molto favorevoli, pienamente sfruttati dal business tramite una maggiore disponibilità degli impianti, nonché dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche. La positiva performance del marketing ha beneficiato di maggiori volumi commercializzati, favoriti dalla riapertura dell'economia e dall'aumento della mobilità.

Il risultato del business della **Chimica** gestito da Versalis ha conseguito un utile operativo adjusted di €10 milioni nel primo semestre 2022, in riduzione di €231 milioni rispetto al semestre 2021 che aveva beneficiato delle eccezionali condizioni di mercato registrate nella prima parte del 2021. La performance è stata negativamente impattata dal forte aumento dei costi delle materie prime petrolifere e dei maggiori costi per utilities industriali indicizzati al prezzo del gas naturale in parte compensato dalle iniziative di ottimizzazione volte a sostituire il consumo di gas naturale con combustibili più economici nonché dai margini sostanzialmente stabili dei polimeri.

Il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato l'**utile netto adjusted** pari a €878 milioni (utile netto di €24 milioni nel periodo di confronto) dovuto al sostanziale miglioramento di R&M.

Plenitude & Power

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2022	2021	Var. ass. Var %
Utile (perdita) operativo		2.613	828	1.785 ..
Esclusione special item		(2.288)	(518)	
Utile (perdita) operativo adjusted		325	310	15 4,8
- <i>Plenitude</i>		251	247	4 1,6
- <i>Power</i>		74	63	11 17,5
Proventi (oneri) finanziari netti		(7)	(1)	(6)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(2)	3	(5)
Imposte sul reddito		(102)	(89)	(13)
Utile (perdita) netto adjusted		214	223	(9) (4,0)

Nel primo semestre 2022 il business **Plenitude** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €251 milioni, sostanzialmente in linea al semestre di confronto, grazie al ramp-up dei volumi prodotti di energia elettrica rinnovabile e ai maggiori prezzi all'ingrosso, nonché alla gestione attiva della base clienti. Tali effetti sono stati in parte compensati dagli effetti negativi del contesto di mercato e regolatorio.

Il business **Power** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €74 milioni nel primo semestre 2022 con un incremento del 17,5% rispetto al periodo di confronto 2021, beneficiando principalmente dei maggiori proventi da servizi (capacità e dispacciamento).

L'**utile netto adjusted** di settore è pari a €214 milioni, in peggioramento del 4% a seguito principalmente dell'incremento delle imposte sul reddito.

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti contabili dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.

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

EBITDA

Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, pari all'utile operativo più ammortamenti e svalutazioni. Indica la redditività dell'azienda sulla base delle decisioni operative.

Leverage

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

Gearing

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

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

Coverage

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

Current ratio

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

Debt coverage

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

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
I semestre 2022	(€ milioni)						
Utile (perdita) operativo	9.123	(2.060)	2.279	2.613	(419)	(214)	11.322
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.388)			37	(1.351)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	2		124		98		224
- svalutazioni (riprese di valore) nette	43	3	103	3	23		175
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(7)				(9)
- accantonamenti a fondo rischi	7				5		12
- oneri per incentivazione all'esodo	17	3	10	69	7		106
- derivati su commodity		2.874	(27)	(2.357)			490
- differenze e derivati su cambi	(14)	148	(41)	(3)			90
- altro	72	(51)	(40)		(8)		(27)
Special item dell'utile (perdita) operativo	125	2.977	122	(2.288)	125		1.061
Utile (perdita) operativo adjusted	9.248	917	1.013	325	(294)	(177)	11.032
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(115)	(20)	(29)	(7)	(448)		(619)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	884	2	218	(2)	(60)		1.042
Imposte sul reddito ^(a)	(3.869)	(301)	(324)	(102)	178	51	(4.367)
Tax rate (%)							38,1
Utile (perdita) netto adjusted	6.148	598	878	214	(624)	(126)	7.088
di competenza:							
- interessenze di terzi							10
- azionisti Eni							7.078
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							7.398
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(962)
Esclusione special item							642
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							7.078

(a) Escludono gli special item.

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
I semestre 2021	(€ milioni)						
Utile (perdita) operativo	3.665	(240)	(115)	828	(294)	13	3.857
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(832)			17	(815)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	9		65		5		79
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(376)		970		8		602
- plusvalenze nette su cessione di asset	(75)		(13)	(1)	1		(88)
- accantonamenti a fondo rischi	32		(4)		(1)		27
- oneri per incentivazione all'esodo	15		18	1	22		56
- derivati su commodity		215	32	(516)			(269)
- differenze e derivati su cambi	1	56	(2)	(2)			53
- altro	(74)	(37)	(49)		2		(158)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(446)	234	1.017	(518)	37		324
Utile (perdita) operativo adjusted	3.219	(6)	70	310	(257)	30	3.366
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(193)	(4)	(10)	(1)	(263)		(471)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	219	(2)	(33)	3	(212)		(25)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.473)	(11)	(3)	(89)	(77)	(9)	(1.662)
<i>Tax rate (%)</i>							57,9
Utile (perdita) netto adjusted	1.772	(23)	24	223	(809)	21	1.208
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							9
- azionisti Eni							1.199
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.103
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(581)
Esclusione special item							677
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.199

(a) Escludono gli special item.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	30 giugno 2022	31 dicembre 2021	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	27.717	27.794	(77)
- Debiti finanziari a breve termine	5.701	4.080	1.621
- Debiti finanziari a lungo termine	22.016	23.714	(1.698)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.900)	(8.254)	(2.646)
Titoli held for trading	(6.304)	(6.301)	(3)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.641)	(4.252)	1.611
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.872	8.987	(1.115)
Passività per beni in leasing	4.905	5.337	(432)
- di cui working interest Eni	4.417	3.653	764
- di cui working interest follower	488	1.684	(1.196)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.777	14.324	(1.547)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	52.012	44.519	7.493
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,20	(0,05)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,25	0,32	(0,07)

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

	Primo Semestre	
(€ milioni)	2022	2021
Utile (perdita) netto del periodo	7.408	1.112
Componenti non riclassificabili a conto economico	98	18
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	71	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	41	16
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1	2
Effetto fiscale	(15)	
Componenti riclassificabili a conto economico	1.611	850
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	3.522	1.037
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(2.735)	(221)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	36	(30)
Effetto fiscale	788	64
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.709	868
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	9.117	1.980
di competenza:		
- azionisti Eni	9.106	1.971
- interessenze di terzi	11	9

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021	37.493
Totale utile (perdita) complessivo	1.980
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(857)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(5)
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(10)
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue	(15)
Altre variazioni	(6)
Totale variazioni	3.087
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2021	40.580
di competenza:	
- azionisti Eni	40.496
- interessenze di terzi	84
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	9.117
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.522)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(13)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Acquisto azioni proprie	(212)
Altre variazioni	210
Totale variazioni	7.493
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2022	52.012
di competenza:	
- azionisti Eni	51.917
- interessenze di terzi	95

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato

(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

		30 giugno 2022	31 dicembre 2021
	Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)			
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari		54.871	56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing		4.401	4.821
Attività immateriali		4.851	4.799
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.307	1.053
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni		7.300	7.181
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)	2.087	1.902
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:		(2.040)	(1.804)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 8)	(2)	(16)
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 8)	(103)	(87)
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 6)	9	8
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 8)	23	23
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 15)	(1.967)	(1.732)
Totale Capitale immobilizzato		72.777	74.251
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze		8.820	6.072
Crediti commerciali	(vedi nota 6)	15.853	15.524
Debiti commerciali	(vedi nota 15)	(16.202)	(16.795)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:		(4.835)	(3.678)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.179)	(648)
- passività per imposte sul reddito non correnti		(372)	(374)
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	(2.166)	(1.435)
- passività per imposte differite		(5.651)	(4.835)
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	(70)	(27)
- attività per imposte sul reddito correnti		193	195
- attività per imposte sul reddito non correnti		112	108
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	592	442
- attività per imposte anticipate		3.545	2.713
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	160	182
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 6)	3	3
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 15)	(2)	(2)
Fondi per rischi e oneri		(11.959)	(13.593)
Altre attività (passività), composti da:		(4.300)	(2.258)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 14)	42	39
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 6)	3.239	3.315
- altre attività correnti	(vedi nota 8)	25.035	13.192
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 8)	1.266	824
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 15)	(3.022)	(3.191)
- altre passività correnti	(vedi nota 8)	(28.481)	(14.305)
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 8)	(2.379)	(2.132)
Totale Capitale di esercizio netto		(12.623)	(14.728)
Fondi per benefici ai dipendenti		(803)	(819)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		5.438	139
composte da:			
- attività destinate alla vendita		9.823	263
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(4.385)	(124)
CAPITALE INVESTITO NETTO		64.789	58.843
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi		52.012	44.519
Indebitamento finanziario netto			
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:		27.717	27.794
- passività finanziarie a lungo termine		22.016	23.714
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		451	1.781
- passività finanziarie a breve termine		5.250	2.299
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		(10.900)	(8.254)
Titoli held-for-trading		(6.304)	(6.301)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)	(2.641)	(4.252)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.872	8.987
Passività per beni in leasing, composti da:		4.905	5.337
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.070	4.389
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		835	948
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16 ^(a)		12.777	14.324
COPERTURE		64.789	58.843

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 17 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

	Primo Semestre 2022		Primo Semestre 2021	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto		7.408		1.112
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		2.765		4.273
- ammortamenti	3.390		3.322	
- valutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	175		602	
- radiazioni	47		29	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(850)		477	
- altre variazioni	(52)		(176)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	55		19	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(444)		(88)
Dividendi, interessi e imposte		5.185		2.135
- dividendi	(151)		(66)	
- interessi attivi	(49)		(38)	
- interessi passivi	490		394	
- imposte sul reddito	4.895		1.845	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(3.840)		(1.797)
- rimanenze	(3.073)		(890)	
- crediti commerciali	(147)		(1.916)	
- debiti commerciali	(645)		1.016	
- fondi per rischi e oneri	108		(242)	
- altre attività e passività	(83)		235	
Dividendi incassati		305		354
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.664)		(1.502)
Interessi (pagati) incassati		(434)		(394)
- Interessi incassati	13		15	
- Interessi pagati	(447)		(409)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		7.281		4.093
Investimenti		(3.193)		(2.387)
- attività materiali	(3.072)		(2.276)	
- attività immateriali	(121)		(111)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(1.267)		(871)
- partecipazioni	(1.097)		(540)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(170)		(331)	
Disinvestimenti		904		237
- attività materiali	7		176	
- attività immateriali	12		1	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	4		76	
- imposte pagate sulle dismissioni			(35)	
- partecipazioni	881		19	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		256		73
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(146)		(69)	
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(2)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	297		75	
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	80		79	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	25		(10)	
Free cash flow		3.981		1.145

segue Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

	Primo Semestre 2022		Primo Semestre 2021	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		3.981		1.145
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		1.670		(1.185)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.670		(1.185)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(706)		(361)
- assunzione di debiti finanziari non correnti	129		1.333	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.694)		(1.912)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	2.859		218	
Rimborso di passività per beni in leasing		(556)		(445)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.713)		(844)
- rimborso di capitale ad azionisti terzi	20			
- acquisto di azioni proprie	(195)			
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(5)			
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(1.520)		(839)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(13)		(5)	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(87)		1.975
- emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue			1.985	
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(87)		(10)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		79		22
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	79		22	
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI		2.668		307

Fattori di rischio e incertezza

Si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2021 per la descrizione esaustiva dei rischi strategici, industriali, legali e di compliance dell'emittente. In questa sede sono illustrati i principali sviluppi intervenuti nel corso del primo semestre 2022 e l'outlook per la seconda metà dell'anno.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITA' DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico. L'andamento del prezzo del greggio nel breve termine è determinato dall'equilibrio tra la domanda e l'offerta e dal livello degli stock globali di petrolio e prodotti, oltre che da fattori di natura finanziaria e geopolitica. La domanda petrolifera nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale, a sua volta influenzata da molteplici variabili ed eventi imprevedibili quali la fiducia dei consumatori, i livelli di occupazione, la crescita del reddito disponibile, le crisi finanziarie, l'inflazione e le politiche monetarie delle banche centrali, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Nel medio-lungo termine intervengono anche altre variabili che rendono più complessa la stima della domanda petrolifera globale quali la propensione al consumo, l'espansione demografica, l'aumento del potenziale di crescita dell'economia, il miglioramento degli standard di vita dei Paesi in via di sviluppo, i prezzi e la disponibilità di fonti energetiche alternative (i.e. nucleare e rinnovabili), il progresso tecnologico nell'efficienza dei consumi e, soprattutto, l'accelerazione del processo di transizione energetica verso un'economia low carbon che vede la società civile e i governi di tutto il mondo impegnati nella promozione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e della sostituzione dei veicoli a combustione interna con gli EV ("electric vehicle"), compresa la possibile introduzione di normative più severe sul consumo di idrocarburi quali la tassazione delle emissioni di CO₂ in risposta ai rischi posti all'ecosistema dal cambiamento climatico.

L'offerta globale di greggio è influenzata in maniera sostanziale dalle politiche di produzione dell'OPEC+, l'alleanza che include i membri dell'originario cartello OPEC poi estesa ad altri importanti Paesi produttori come Russia e Kazakhstan, in grado di controllare circa il 50% dell'offerta globale e quindi in certa misura i prezzi del petrolio. La posizione dell'OPEC era stata indebolita dalla rivoluzione dello shale oil USA, portando l'Arabia Saudita ad allearsi con la Russia per rafforzare il ruolo del cartello. Il ruolo strategico dell'Arabia Saudita è dovuto alla disponibilità della maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, hanno un forte impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni economiche e finanziarie adottate, in particolare, dagli USA e dall'UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, come ad esempio l'embargo che impedisce le esportazioni di greggio dall'Iran, crisi geopolitiche regionali con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi meteorologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

Il primo semestre 2022 è stato caratterizzato dall'andamento rialzista dei prezzi del petrolio e in generale delle commodity energetiche in un contesto di estrema volatilità, a causa di un'offerta complessivamente corta e dei rischi associati all'aggressione militare dell'Ucraina da parte della Russia (v. paragrafo specifico), che ha alimentato i timori degli operatori di possibili interruzioni dei flussi di export russi di greggio e di gas naturale. Escludendo il rischio "guerra", il quadro fondamentale del mercato petrolifero si è progressivamente rafforzato grazie alla costante crescita della domanda per effetto della tenuta del ciclo macroeconomico e, in particolare dal secondo trimestre, dalla ripresa unisona dei consumi di prodotti raffinati in tutti i segmenti: mobilità delle persone, industria/trasporto commerciale, traffico aereo, i cui effetti sono stati solo in minima parte attenuati dalla politica di zero tolleranza contro il COVID-19 delle autorità cinesi che hanno imposto lockdown molto severi in alcuni grandi distretti (Shanghai). Si stima che la domanda abbia quasi recuperato i livelli pre-COVID di circa 100 milioni di barili/giorno nel corso del secondo trimestre 2022. L'offerta di petrolio è rimasta sotto controllo per due ordini di motivi. Innanzitutto,

le compagnie petrolifere quotate, in particolare gli shale producers USA, hanno confermato la nuova politica di disciplina finanziaria adottata in risposta alla crisi del COVID-19, limitando il commitment per gli investimenti a quelli necessari al mantenimento delle produzioni e a selezionate nuove iniziative, privilegiando l'allocazione del free cash flow prodotto dalla gestione alla ristrutturazione/riduzione dell'indebitamento e alla remunerazione degli azionisti. La disciplina finanziaria è la risposta del management delle compagnie petrolifere alla volatilità dei mercati, alle spinte degli investitori ad ottenere ritorni più attrattivi e ai vincoli ESG delle banche che limitano l'accesso a nuovi finanziamenti. Per effetto di tale policy, la produzione USA è rimasta stabile a un livello di circa 12 milioni di barili/giorno (contro i 13 milioni del livello pre-COVID). L'altro driver è stato l'underperformance dei paesi del cartello OPEC+, che hanno prodotto a un livello significativamente inferiore rispetto ai tetti oggetto di progressivo innalzamento in occasione delle riunioni ministeriali a inizio di ciascun mese per rientrare del taglio storico di 10 milioni di barili adottato nel maggio 2020 in risposta alla crisi del COVID-19. Secondo stime di mercato, negli ultimi diciotto mesi il cartello ha prodotto in media oltre un milione di barili/giorno meno della quota di riferimento. Da ultimo, tra maggio e giugno, l'escalation nella contrapposizione tra le due fazioni politiche della Libia e la ripresa delle proteste sociali hanno comportato il blocco quasi totale della produzione petrolifera del paese, pari a circa 1,2 milioni di barili/giorno ante forza maggiore.

In tale contesto, le scorte globali di olio e prodotti hanno continuato a flettere al ritmo di oltre 1 milione di barili/giorno; in particolare nel mercato USA i dati di maggio evidenziano stock complessivi di olio e prodotti sui valori minimi dal 2015 a 1,7 miliardi di barili vs 2,1 miliardi durante il picco del COVID-19. In tale contesto il prezzo spot del petrolio per il riferimento Brent si è riportato sui valori massimi dal 2014, sfiorando a inizio giugno i 130 \$/barile, per una media del primo semestre di circa 108 \$/barile con un incremento di circa 43 \$/barile rispetto al primo semestre 2021. Nello stesso mese i mercati finanziari globali hanno registrato una significativa correzione dovuta ai timori di una recessione economica e al cambio di politica monetaria della Federal Reserve per contrastare la ripresa dell'inflazione attraverso il rialzo dei tassi d'interesse e la stretta quantitativa. Al pari di tutte le asset class, il prezzo del petrolio ha registrato una flessione rilevante di circa il 15% dovuta alla liquidazione di posizioni lunghe da parte dei trader, nonostante il mercato fisico abbia continuato a segnalare un'offerta corta come evidenziato da una struttura di prezzi a termine in forte backwardation.

Nonostante la ripresa dell'inflazione, il rallentamento dell'economia cinese e i rischi geopolitici connessi all'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina, un "soft landing" dell'economia rimane lo scenario più probabile, sostenendo le prospettive del mercato petrolifero nella seconda metà dell'anno e nel breve termine. Inoltre, le sanzioni economiche dei paesi occidentali nei confronti della Russia e la decisione delle compagnie petrolifere internazionali di uscire dal settore upstream del Paese privandolo del sostegno tecnologico e finanziario potrebbero comportare un impatto significativo sulle capacità russe di mantenere i livelli produttivi correnti. Immediatamente prima dell'aggressione militare dell'Ucraina, la Russia produceva circa 10,6 milioni di barili/giorno pari a circa il 12% dell'offerta globale di petrolio. Sulla base di questi andamenti il management ha rivisto al rialzo la previsione 2022 di prezzo del riferimento Brent a 105 \$/barile (rispetto a 80 \$/barile di assunzione iniziale) e vede un certo rafforzamento nel triennio '23-'25 rispetto alle proiezioni di pianificazione sottostanti le valutazioni di bilancio 2021 per il medesimo periodo (in media circa +20 \$/barile rispetto ai circa 70 \$/barile previsti). È confermata la previsione di declino del petrolio nel lungo termine in relazione ai rischi di progressivo phase-out dal mix energetico dal 2030 in poi in relazione al conseguimento degli obiettivi climatici di Parigi (assunzione Eni: 46 \$/barile in termini reali nel 2050).

La ripresa della domanda di prodotti petroliferi e la saturazione delle scorte, in particolare di gasolio, hanno innescato dal secondo trimestre 2022 una ripresa senza precedenti dei margini di raffinazione che sono passati da valori negativi mai registrati nella prima parte dell'anno (il SERM, margine indicatore del sistema di raffinazione Eni, ha toccato -8 \$/barile a inizio marzo) a superare 25 \$/barile nel mese di giugno. Tale scenario è dovuto anche alle conseguenze del lungo processo di ristrutturazioni e chiusure di impianti, attuato in USA e in Europa Occidentale a causa della crisi strutturale del settore dal 2014 fino a tutto il 2021. In alcune aree, gli impianti in marcia hanno registrato nei mesi recenti tassi di utilizzo ai massimi da trent'anni. Nonostante l'aumento delle lavorazioni, la mancanza di nuova capacità produttiva e le strozzature nel sistema, hanno alimentato la competizione tra i diversi sottosettori di utilizzo (benzina, gasolio, jet fuel, cariche petrolchimiche) spingendo i crack spread dei prodotti su valori particolarmente elevati. Per effetto di tali andamenti, il SERM

medio del primo semestre è stato positivo di 8 \$/barile, rispetto a un valore prossimo allo zero nel comparative period. La correzione del mese di giugno relativa in particolare alle materie prime, il rallentamento della domanda di benzina negli USA registrato a luglio e la ripresa delle esportazioni di gasolio da Russia e Asia hanno determinato un significativo ridimensionamento dei margini di raffinazione nell'area del Mediterraneo che a fine luglio sono tornati a livelli vicini allo zero.

Il mercato europeo del gas ha vissuto a inizio d'anno una nuova fase di estrema volatilità per l'effetto combinato di fondamentali "corti" (dinamica della domanda, attività industriale, offerta limitata) e dell'invasione militare dell'Ucraina da parte della Russia per i possibili rischi di interruzioni dei flussi di import di gas russo, anche in relazione alle ipotizzate sanzioni dell'UE nei confronti del settore energetico russo (v. paragrafo successivo). Nei mesi seguenti il mercato è entrato in una fase di relativa stabilità aiutato dalla stagionalità dei consumi e dal massiccio incremento dei volumi esportati dagli impianti di liquefazione del Golfo del Messico con destinazione Asia ed Europa. Nel primo semestre il prezzo medio dei principali benchmark europei (PSV per l'Italia, TTF per i mercati nordoccidentali) si è attestato a circa 30 \$/mmBtu vs circa 8 \$/mmBtu nel periodo di confronto. Le condizioni di offerta corta a livello globale sono evidenziate dalla tendenza rialzista segnata dal riferimento USA Henry Hub che, dopo aver oscillato nell'intorno dei 4 \$/mmBTU per l'intero 2021, nel corso del primo semestre 2022 ha rotto le resistenze storiche raggiungendo i massimi dal 2008 a circa 10 \$/mmBtu. La fase di stabilità è stata interrotta in maniera repentina nella seconda metà di giugno a causa di un incidente occorso a un terminale di esportazione nel Golfo del Messico che comporterà un fermo di diversi mesi e dei timori di interruzioni delle forniture dalla Russia in relazione alla manutenzione del gasdotto Nord Stream 1. Nell'arco di un paio di settimane il prezzo spot del gas in Europa è praticamente raddoppiato a testimonianza della gravità della crisi energetica del continente.

In considerazione della volatilità dei prezzi delle commodity e dell'incertezza prevalente nel mercato, il management non ha eseguito alcuna ripresa di valore relativamente agli asset oil&gas nonostante l'evidente rafforzamento dei prezzi.

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. Nel primo semestre 2022 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo adjusted) e la generazione di cassa operativa hanno registrato incrementi rispettivamente di circa €8 e €3 miliardi, rispetto al corrispondente periodo 2021 dovuto all'aumento dei prezzi degli idrocarburi.

L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 40% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato come la fase di eccezionale volatilità del prezzo del gas che si è verificata nel quarto trimestre 2021 in considerazione della quale il management ha valutato di fissare mediante operazioni di copertura i margini di una porzione dei volumi equity prodotti nei dodici mesi successivi, a partire da dicembre 2021 (v. infra). La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il cash flow operativo ha una limitata prevedibilità poiché è soggetto alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi, considerate le politiche di risk management che non prevedono la copertura del rischio prezzo attraverso strumenti finanziari derivati (posizioni "unhedged"), salvo particolari situazioni di mercato (v. infra). Le altre variabili che influenzano il cash flow sono: (i) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai pozzi di produzione; (ii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iii) i rischi geopolitici; (iv) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli

investimenti tecnici “committed”, la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nonostante Eni non abbia al momento sperimentato alcuna difficoltà di accesso al credito, l’ottenimento di nuovi finanziamenti è esposto al rischio del crescente disimpegno da parte di banche e altre istituzioni finanziarie dalla concessione di prestiti a sostegno di nuovi progetti Oil & Gas in relazione alla transizione energetica e al rispetto del mandato ESG. Questo potrebbe comportare un aumento del costo delle nuove emissioni o la necessità di rivedere i programmi di sviluppo.

L’esperienza dei cicli passati e della crisi del COVID-19 nel 2020 dimostrano come correzioni di proporzioni rilevanti del prezzo del petrolio possono accadere in lassi temporali molto ristretti e in maniera repentina. Gli impatti sui risultati finanziari e sulle prospettive del Gruppo dipendono dall’entità e durata dei cicli ribassisti. Uno scenario di prolungata contrazione dovuta a cause esterne (recessione, crisi finanziarie, etc..) o una contrazione strutturale del prezzo delle commodity in relazione, ad esempio, all’affermarsi di vettori energetici alternativi al petrolio potrebbero avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Compagnia di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell’impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste considerazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, rinviare o rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull’autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l’azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni.

A seguito della crisi del COVID-19 che potrebbe aver causato una riduzione strutturale della domanda petrolifera e in risposta alla variabilità del prezzo e ai rischi della transizione energetica, il management ha adottato una politica di disciplina finanziaria che prevede l’applicazione di rigorosi criteri di selezione dei progetti d’investimento oil&gas sulla base dei rendimenti attesi e della coerenza con i profili emissivi target, la copertura esclusiva mediante autofinanziamento e un tetto massimo di spesa predefinito. Nel quadriennio corrente il management ha pianificato un programma di capex per lo sviluppo delle riserve oil&gas di circa €4,5 miliardi/anno (prima del COVID-19 erano nell’intorno dei €6 miliardi). Per il 2022 è atteso un livello di investimenti organici pari a €8,3 miliardi, in linea con la guidance originaria di €7,7 miliardi a cambi costanti.

La disciplina finanziaria e la selettività degli investimenti sono le variabili cruciali per il conseguimento di un’adeguata redditività e dell’equilibrio patrimoniale considerata l’incertezza dei flussi di cassa. Con tali leve il management punta a incrementare la resilienza del portafoglio di asset Oil & Gas alla volatilità del prezzo, riducendo il livello del Brent in corrispondenza del quale il cash flow operativo di Eni è in grado di coprire gli investimenti pianificati e il pagamento del dividendo base. Nel 2022 tale prezzo di cash neutrality è previsto a circa 40 \$/barile. In considerazione dell’andamento favorevole dello scenario, il management prevede per il 2022 un dividendo annuale di €0,88 per azione, di cui €0,36 costituisce la componente base, da corrispondere in quattro rate di pari ammontare, nonché l’attivazione di un programma di buy-back del titolo Eni dalla data di autorizzazione dell’Assemblea del 12 maggio u.s., da eseguirsi entro aprile 2023 dell’ammontare di €2,4 miliardi.

Il piano d’investimenti di esplorazione e sviluppo delle riserve di idrocarburi presenta una significativa quota “uncommitted” consentendo all’Azienda di mantenere un’adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Inoltre, considerata la volatilità dei cash flow operativi, l’Azienda mantiene una riserva di liquidità di quasi €25 miliardi costituita da cassa, depositi bancari vincolati a breve termine, titoli di stato e corporate bond e altre attività finanziarie, nonché linee di credito committed pari a circa quattro volte l’ammontare dei debiti finanziari in scadenza nei prossimi dodici mesi (comprese le rate di leasing). Tale riserva include €2,6 miliardi di depositi finanziari costituiti a garanzia del settlement di operazioni in derivati su commodity.

Per meglio apprezzare l’impatto della volatilità del prezzo del petrolio sul free cash flow, il management ha stimato una variazione di €130 milioni per ogni dollaro di variazione nel prezzo del Brent e circa €700 milioni per ogni variazione di 5 centesimi nel tasso di cambio USD/EUR rispetto alla nuova assunzione di 1,08 USD/EUR nel 2022 e considerando un prezzo del Brent di 105 \$/barile. Nel 2022 l’esposizione alle fluttuazioni dei prezzi

spot del gas naturale è impattata anche dalla decisione del management di coprire la vendita di circa 5 miliardi di metri cubi mediante l'uso di strumenti derivati finanziari con prezzi di vendita per consegna futura compresi tra 800 e 400 €/migliaia di metri cubi registrati nel quarto trimestre 2021.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Nel primo semestre 2022, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto negativo sulle produzioni di circa 9 mila boe/giorno rispetto al primo semestre 2021.

RISCHI CONNESSI AL CONFLITTO RUSSIA-UCRAINA

Il protrarsi dell'invasione militare dell'Ucraina da parte della Russia avviata il 24 febbraio u.s. aumenta i rischi sistemici e rende l'outlook per la seconda metà del 2022 e a medio termine maggiormente incerto e imprevedibile. Il maggiore rischio per Eni è rappresentato dalla possibilità che un conflitto di lunga durata o un allargamento dello stesso, le sanzioni economiche imposte dalla comunità internazionale nei confronti della Russia o eventuali azioni di ritorsione della stessa che interrompano il flusso di energia verso l'Europa, nonché il generale clima di incertezza, abbiano ricadute negative sulla fiducia dei consumatori e degli operatori, frenando o rinviando le decisioni di spesa e d'investimento. Questo comporterebbe un rallentamento della ripresa macroeconomica, l'avvio di una fase di stagnazione o, nel peggiore degli scenari, una recessione globale. Tali sviluppi avrebbero conseguenze negative sulla domanda petrolifera che è funzione del ciclo economico e del sentiment dei consumatori, provocando una riduzione del prezzo delle commodity energetiche, principale driver dei risultati del Gruppo.

In risposta all'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina l'Unione Europea, gli USA e il Regno Unito hanno adottato delle sanzioni economiche e finanziarie volte a indebolire la capacità russa di finanziare la guerra.

Di particolare rilevanza per il settore oil&gas è l'ultimo pacchetto di sanzioni dell'UE, il sesto, approvato a inizio giugno che istituisce l'embargo dei paesi membri sulle importazioni di petrolio e prodotti russi trasportati via mare, nonché sulle transazioni spot ed esecuzione di contratti in essere, con efficacia entro sei mesi dalla data del provvedimento (otto per i prodotti). Un divieto analogo si applica ai servizi finanziari e assicurativi per il trasporto. È garantito un waiver per le importazioni via pipeline.

Inoltre, negli stessi giorni, l'UE ha adottato il piano REPowerEU con l'obiettivo di azzerare la dipendenza energetica dell'Unione dalla Russia ben prima del 2030 attraverso un insieme di misure ampio e articolato (risparmio energetico, accelerazione della transizione verde, diversificazione delle fonti, semplificazione dei processi autorizzativi per gli investimenti).

Come indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2021, Eni non ha alcuna presenza significativa diretta nel settore upstream russo; la principale esposizione nei confronti del settore energetico russo è costituita dai contratti di lungo termine in essere con Gazprom per l'approvvigionamento di gas naturale destinato al mercato italiano con clausola di "take-or-pay". Nella nota integrativa è indicato l'ammontare degli impegni contrattuali in essere relativi ai contratti di approvvigionamento di gas con clausola take-or-pay, valorizzati allo scenario prezzi Eni, dei quali la Russia rappresenta la voce più rilevante. I volumi approvvigionati dalla Russia hanno coperto nel primo semestre il 33% del totale approvvigionato dal gruppo (40% nel 2021, compresi i volumi commercializzati in Turchia). Nel caso in cui il Gruppo sia costretto a cessare di onorare gli impegni contrattuali di prelievo del gas russo in forza di nuove sanzioni, quali ad esempio un possibile embargo sul gas russo, o in vista degli obiettivi del piano REPowerEU, il Gruppo potrebbe incorrere in oneri e passività al momento non quantificabili. Una situazione di rischio si potrebbe verificare nel caso di scenari di parziale o totale interruzione del flusso di gas sulla base di decisioni unilaterali della controparte russa, in considerazione degli impegni contrattuali di vendita di gas e delle operazioni in essere di copertura del rischio prezzo mediante strumenti derivati, che hanno come sottostante il gas russo.

Per attenuare tali rischi e ridurre progressivamente l'incidenza del gas russo nel portafoglio Eni in linea con gli obiettivi dell'Italia e dell'UE di progressiva riduzione della dipendenza energetica dalla Russia, il management ha messo in campo una serie d'iniziative d'intesa con le istituzioni per attivare nuovi flussi di gas verso l'Europa, facendo leva sul portafoglio riserve ampio e geograficamente diversificato della Società, l'accesso alle capacità

di trasporto, la presenza nel segmento GNL e le relazioni consolidate con i Paesi detentori delle riserve, prospicienti l'area del Mediterraneo, quali Algeria ed Egitto, o in grado di esportare volumi di gas verso l'Europa (Congo). Nel corso del semestre sono stati definiti una serie di accordi di forniture di gas per il mercato italiano, che saranno sostenute anche dallo sviluppo di nuove riserve già individuate o da esplorazione near-field, nonché dallo sviluppo di un progetto GNL (Congo), in grado di assicurare fino a 20 miliardi di metri cubi di forniture alternative entro il 2025, coprendo effettivamente il 100% delle importazioni annue di gas russo. Inoltre, per ridurre il rischio di default sui contratti attivi di vendita gas in caso di interruzioni del flusso di import dalla Russia, sono stati limitati i nuovi impegni di vendita in modo da garantire che le obbligazioni contrattuali attive in essere nel 2022 possano essere coperte interamente da forniture non provenienti dalla Russia.

Il sistema di raffinazione Eni processa greggio russo (Ural) presso le proprie raffinerie. Nel 2021 i volumi acquistati di greggio russo hanno rappresentato il 18% dei volumi complessivamente approvvigionati per il supply delle raffinerie. Dal secondo trimestre, anticipando le sanzioni dell'EU, Eni ha proceduto a rimpiazzare i volumi di greggio russo con altri tipi di greggi (nel primo semestre 2022 i volumi acquistati di greggio russo hanno rappresentato il 7%) sostenendo maggiori costi/perdite di margine a causa delle conseguenti sub-ottimizzazioni. Inoltre, il management ha avviato il processo di dismissione della partecipazione nella società consortile PCK (quota Eni 8,33%) in Germania che opera la raffineria di Schwedt collegata al sistema di oleodotti russi. Tale vincolo tecnico rende problematica la sostituzione del feedstock. Il valore di libro dell'asset è nullo.

L'AUMENTATA VOLATILITA' DEI MERCATI ENERGETICI HA ACCRESCIUTO I RISCHI FINANZIARI DI ENI

L'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina ha innescato una nuova fase di estrema volatilità nei mercati delle commodity energetiche a causa dei timori di possibili interruzioni nei flussi di export di prodotti russi e delle sanzioni adottate dalla comunità internazionale nei confronti del settore russo degli idrocarburi, che rappresenta una quota significativa dell'offerta energetica globale. Il Gruppo ha incrementato il proprio "financial headroom" per rispondere alla nuova fase critica incrementando le riserve di liquidità anche ricorrendo al tiraggio delle linee di credito con il sostenimento di oneri sia in termini di costo opportunità di avere maggiore liquidità on hand sia di oneri finanziari addizionali. Tale incremento delle riserve di liquidità si è reso necessario in relazione ai possibili maggiori fabbisogni per l'operatività in derivati su commodity che impongono ai trader di costituire presso i commodity exchange o le istituzioni finanziarie controparti depositi liquidi a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni contrattuali sottostanti (consegna/ritiro della merce o settlement del differenziale di prezzo). L'ammontare di tali depositi è funzione del valore delle esposizioni outstanding e quindi dei prezzi, per cui in caso di aumento di questi ultimi che danno luogo ad aumenti proporzionali delle "paper loss", al trader è richiesto di incrementare il deposito a garanzia delle operazioni in modo da rispettare l'obbligo contrattuale iniziale di copertura degli sbilanci (richiesta di integrazione del margine "margin call").

Gli impegni finanziari di marginazione di Eni alla chiusura del semestre ammontavano a €2,6 miliardi in relazione alla nuova fase di estrema volatilità dei prezzi spot del gas naturale registrata nell'ultima parte di giugno.

L'aumento del prezzo del gas ha determinato inoltre un aumento del rischio controparte in funzione dell'espansione del valore dei crediti commerciali outstanding nei confronti dei clienti, sia quelli serviti dal business GGP (industriali, aziende di rivendita) sia nei confronti dei clienti serviti da Plenitude (clientela residenziale e piccole imprese). Questo ha comportato un incremento del fondo svalutazione crediti dovuto all'effetto leva e alle più elevate probabilità di inadempimento delle controparti in un quadro di accresciuto rischio sistemico, che ha visto il default in Europa di vari operatori grossisti e retailer che non sono stati in grado di gestire la volatilità dei prezzi, mentre sul lato dei clienti industriali si registrano numerosi casi di fermate delle produzioni manifatturiere a causa degli elevati costi dell'energia o di difficoltà finanziarie nel pagare l'elevato ammontare delle fatture delle forniture di energia.

IL SETTORE OIL&GAS E' SOGGETTO AL RISCHIO DI IMPOSTE STRAORDINARIE DURANTE LE FASI DI PREZZI ELEVATI "WINDFALL TAX"

Il rialzo dei prezzi dell'energia nel corso del semestre imputabile sia a fattori di mercato connessi alla crescita della domanda e a un'offerta meno reattiva sia alla crisi ucraina ha determinato un peggioramento del potere d'acquisto dei consumatori e un incremento dei costi di produzione delle aziende energivore, alimentando le aspettative di ripresa dell'inflazione. I governi di tutto il mondo sono intervenuti a più riprese con misure fiscali volte ad attenuare l'impatto dell'incremento della bolletta energetica sui bilanci di famiglie e imprese. In Italia e nel Regno Unito interventi di contenimento della spesa energetica saranno finanziati attraverso prelievi fiscali straordinari a carico delle imprese operanti nel settore energia.

In Italia la legge n. 51 del 20 maggio u.s. di conversione del D.L. 21 del 21 marzo "c.d. Decreto Ucraina", come integrato dal D.L. 50 del 17 maggio "Aiuti", ha istituito per il 2022 un contributo solidaristico straordinario pari al 25% dei presunti extraprofitti realizzati dalle imprese del settore energetico nel periodo ottobre 2021-aprile 2022 rispetto allo stesso arco temporale nei dodici mesi antecedenti. L'imposta si applica ai soggetti che esercitano nel territorio dello Stato italiano attività di produzione di energia elettrica, estrazione di gas naturale, trading di energia elettrica/gas naturale, produzione/distribuzione/marketing di prodotti petroliferi, nonché agli importatori per successiva rivendita nel territorio italiano di tali commodity provenienti da altri Stati dell'Unione Europea. La base imponibile del tributo è costituita dall'incremento registrato nei due periodi posti a confronto del margine dato dalla differenza tra operazioni attive e passive rilevanti ai fini IVA, senza considerare l'effetto dei derivati su commodity utilizzati da Eni per normalizzare i risultati. Inoltre, sono escluse dalla base imponibile le operazioni attive non soggette a IVA per carenza del presupposto territoriale a condizione che, come precisato dalla Circolare dell'Agenzia delle Entrate n. 25 del 11.7.22, anche gli acquisti afferenti alle prime presentino lo stesso requisito (non territorialità ai fini dell'imposta). Per Eni SpA, considerata l'oggettiva impossibilità di precisa riconduzione delle varie fonti di approvvigionamento del gas rispetto alle diverse operazioni di vendita, non risulta applicabile il richiesto nesso di afferenza. In tal senso è stata presentata una istanza di interpello all'Amministrazione Finanziaria.

L'onere stanziato da Eni nel conto economico del primo semestre 2022 ammonta a €546 milioni, di cui l'acconto del 40% è stato versato nel mese di giugno; il saldo è dovuto entro il mese di novembre.

Nel Regno Unito, l'11 luglio è stato ratificato un provvedimento fiscale "Energy Profits Levy" che introduce un'addizionale temporanea "windfall tax" di 25 punti percentuali all'aliquota d'imposta applicabile al reddito delle società oil&gas operanti nel Regno Unito e nella piattaforma continentale del Regno Unito, portandola al 65% rispetto al precedente 40% con efficacia dal 26 maggio u.s. e previsione di un periodo di applicazione congiunturale, cioè finché i prezzi degli idrocarburi non si normalizzano e comunque non oltre il 31 dicembre 2025. Non è prevista la deducibilità dei costi di abbandono e degli oneri finanziari, mentre è previsto un incentivo per i nuovi investimenti. L'impatto stimato da Eni per il 2022 ammonta a circa €230 milioni.

RISCHIO SANZIONI

A seguito dell'aggressione militare dell'Ucraina, l'Unione Europea, il Regno Unito, gli Usa, il G-7 hanno adottato un articolato sistema di sanzioni contro la Russia per indebolirne l'economia e la capacità di finanziare la guerra. Il sistema sanzionatorio è in continua evoluzione. Tra i principali target delle sanzioni vi sono la Banca centrale russa e le principali istituzioni finanziarie del Paese. Ad esempio, l'UE ha sanzionato la Banca centrale russa e numerose banche commerciali congelandone gli asset ed imponendo il divieto agli operatori dell'UE di fare transazioni con le entità sanzionate (quali erogare finanziamenti, gestire asset o riserve della Banca centrale russa e qualunque altra forma di transazione). Considerata la complessità delle sanzioni e i contratti in essere di Eni per l'approvvigionamento di gas di provenienza russa e quindi la necessità di eseguire pagamenti a favore di controparti russe, la Società è esposta al rischio di possibili violazioni del regime sanzionatorio.

Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio, per adattare su base continuativa le proprie attività alle restrizioni di volta in volta applicabili. Nel rispetto di tali linee guida, Eni si è conformata a una nuova procedura di pagamento in rubli delle forniture di gas russo, richiesta dal fornitore GazpromExport in esecuzione di atti normativi cui Eni non è soggetta (decreti presidenziali del Presidente della Federazione russa). L'adesione a tale nuova procedura di pagamento rispetto alla previsione contrattuale di regolamento in euro è avvenuta dopo aver considerato i rischi di possibile violazione del regime

sanzionatorio, come pure quelli connessi alla violazione del dovere di dare esecuzione in buona fede agli obblighi contrattuali e dopo aver ottenuto il benestare preventivo delle Autorità italiane, responsabili di verificare il rispetto e l'eventuale applicazione del regime delle sanzioni UE. Inoltre, Eni ha accettato di aderire alla nuova procedura, previa conferma dalla controparte che la nuova modalità di pagamento non costituisce modifica unilaterale del contratto di fornitura e che le fatturazioni continueranno a essere fatte in euro. In sintesi, tale nuova procedura prevede: i) l'apertura in via cautelativa di due conti valutari denominati "K" presso la russa Gazprombank; ii) il versamento da parte Eni del saldo delle fatture espresso in euro in uno dei due conti K (quello denominato in euro); iii) la conversione da parte di GazpromBank in rubli presso la Borsa di Mosca nelle 48 ore seguenti attraverso un clearing agent; iv) il trasferimento dei rubli ottenuti nel secondo conto K (denominato in rubli) con cui viene pagata GazpromExport. Eni ritiene che tale conversione non implichi la gestione di asset o di riserve della Banca Centrale russa né configuri una forma di finanziamento a favore di Gazprombank o di altri soggetti destinatari di sanzioni UE, nonché che l'apertura dei conti K avvenga senza pregiudizio alcuno dei propri diritti contrattuali, che prevedono il soddisfacimento dell'obbligo di pagare a fronte del versamento in euro, restando i successivi passaggi (cioè la conversione in rubli) ad esclusivo carico e rischio del fornitore russo. In via cautelativa, Eni ha avviato un arbitrato internazionale sulla base della legge svedese (come previsto dai contratti in essere) per dirimere i dubbi rispetto alle modifiche contrattuali richieste dalla nuova procedura di pagamento e alla corretta allocazione di costi e rischi.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2021, circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Medio Oriente e Asia Centrale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, nazionalizzazioni, espropri, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi statali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi. Ulteriore elemento di rischio è rappresentato dal sistema delle sanzioni applicate dagli USA e in certi casi dall'UE nei confronti di certi Paesi che potrebbero compromettere la capacità di Eni di continuare a operare o di operare in modo economico.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; e (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

L'outlook finanziario di alcuni Paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento a causa della crisi economica dovuta al COVID-19 e alla contrazione delle entrate petrolifere, con tempi di ripresa ancora incerti e possibili ricadute sul grado di solvibilità delle compagnie petrolifere di Stato e di operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve.

Attualmente i Paesi di presenza Eni con maggiore profilo di rischio geopolitico sono Venezuela, Nigeria e Libia. Il Venezuela sta attraversando una crisi strutturale economica e finanziaria a causa della contrazione delle entrate del settore petrolifero, principale fonte di reddito del Paese, riconducibile in larga misura agli effetti delle sanzioni USA, le quali hanno di fatto precluso al settore petrolifero venezuelano l'accesso ai finanziamenti

necessari per sviluppare le riserve, determinando la caduta dei livelli produttivi. Il regime delle sanzioni mette a rischio la recuperabilità degli investimenti effettuati da Eni, concentrati in tre grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, i campi petroliferi di Junin 5 nell'onshore e Corocoro offshore entrambi operati da una "Empresa Mixta" costituita con la società petrolifera di Stato PDVSA che detiene la quota di maggioranza. I tre progetti sono stati oggetto di svalutazioni in esercizi passati con la riclassifica di importanti volumi di riserve alla categoria "probabile" in funzione delle ridotte prospettive di producibilità. Nel corso del primo semestre 2022 sono continuate le interazioni con le competenti autorità USA (Department of State) al fine di identificare possibili soluzioni volte ad assicurare sostenibilità alle forniture di gas per il mercato locale che non sono oggetto di sanzioni. Eni e l'altro partner della JV Cardon IV hanno quindi ottenuto nel maggio 2022 l'autorizzazione da parte del Department of State a ricevere da PDVSA pagamenti in-kind mediante quantitativi di olio, a rimborso delle forniture di gas di Cardon IV. I quantitativi di greggio assegnati a giugno e luglio pari a 2,1 milioni di barili in quota Eni sono stati destinati al mercato europeo con un incasso di circa €200 milioni. Al netto di tale rimborso, alla data della presente relazione semestrale sono outstanding crediti commerciali in quota Eni nei confronti di PDVSA per le forniture di gas di Cardon IV di circa \$1,3 miliardi sui quali è stato accantonato un fondo svalutazione con tasso del 53% stimato sulla base delle percentuali di recupero crediti nell'ambito dei default sovrani con un fattore correttivo per considerare la strategicità del settore energetico. Eni continua a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e a valutare diverse opzioni per sbloccare i pagamenti degli ammontari dovuti nel pieno rispetto delle regole vigenti.

La Nigeria sta uscendo lentamente dalla grave crisi finanziaria ed economica conseguente alla pandemia. Le principali esposizioni del Gruppo e i relativi rischi controparte riguardano il finanziamento dei progetti Oil & Gas operati, dove Eni sostiene upfront tutti i costi di sviluppo e addebita alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali la quota di costi di loro competenza. Sia NNPC sia i partner locali hanno incontrato difficoltà nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti, determinando l'aumento dell'esposizione finanziaria di Eni. Il recupero dei crediti outstanding nei confronti di un partner locale è diventato più rischioso anche a causa di contestazioni del credito Eni.

Nel maggio 2021 è scaduto il titolo minerario nigeriano OPL 245 relativo all'esplorazione del blocco offshore omonimo, per il quale Eni aveva chiesto la conversione in licenza di sviluppo nel pieno convincimento di aver rispettato tutti i termini contrattuali, le condizioni e i requisiti per tale conversione, compresa la tempestiva notifica alla controparte. Finora le autorità nigeriane competenti non hanno accordato la conversione. A tutela del proprio diritto e della recuperabilità dell'investimento, Eni ha avviato nel settembre 2020 un arbitrato internazionale in sede ICSID.

È possibile che in futuro il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro economico-finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.

La Libia uno dei principali Paesi di presenza Eni in termini di volumi produttivi e contributo ai risultati consolidati ha attraversato un lungo periodo di instabilità politico-sociale e di tensioni interne conseguenti alla rivoluzione armata del 2011 e al cambio del regime di allora. Gli eventi del 2011 che determinarono il blocco totale delle attività Eni nel Paese per quasi un anno, ebbero ricadute rilevanti sui risultati di allora. Negli anni successivi, la situazione di continua instabilità sociale e politica, sfociata in più riprese in atti di ostilità, scontri armati e tensioni tra le due fazioni che si contendono la guida del Paese, ha compromesso in diverse circostanze la regolarità e la sicurezza delle operazioni Eni. Dal settembre 2020 il Paese aveva trovato una fase di stabilità durata per buona parte del 2021, grazie a un accordo di pacificazione avente l'obiettivo di insediare un nuovo governo liberamente eletto da tutta la popolazione. Tuttavia, il processo elettorale è fallito ed è ripresa la contrapposizione tra il Governo di Unità Nazionale insediato a Tripoli e l'autonominato Governo di Stabilità Nazionale insediato nella parte est del Paese, alimentando le proteste per una migliore redistribuzione dei proventi dell'attività petrolifera e la tensione sociale. La situazione di caos e disordine è sfociata tra maggio e giugno nel blocco quasi totale della produzione petrolifera nella parte est del Paese e dei principali terminali di export, nonché in una contesa tra le due fazioni relativa ai vertici della Compagnia di Stato NOC. Le disruption hanno interessato alcuni asset partecipati da Eni sui quali è stata dichiarata la forza maggiore dallo scorso aprile, mentre le produzioni offshore (in particolare Bahr Essalam) e onshore nella zona di Tripoli hanno continuato con regolarità. Nel primo semestre 2022 la produzione Eni in Libia è stata di 158 mila boe/giorno,

poco inferiore rispetto alle attese. Nella seconda metà di luglio, in un quadro ancora estremamente difficile e complesso, è stata revocata la forza maggiore su tutti gli asset petroliferi. Sebbene la società di Stato libica abbia espresso l'intenzione di rilanciare il settore petrolifero del Paese anche con sviluppi d'interesse per Eni, la situazione interna di protesta politica e sociale e il livello di tensione tra le fazioni rendono l'ambiente operativo imprevedibile ed estremamente volatile. Il management ritiene che la situazione geopolitica libica continui a costituire un fattore di rischio rilevante per Eni. Anche se l'incidenza della produzione della Libia sul totale di Gruppo (attualmente al 10%) è stata ridotta in questi ultimi anni grazie alla strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica, la Libia rimane uno dei principali paesi Eni in termini di utili e redditività.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi, dove Eni opera, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come quelle causate da tensioni e conflitti sociali o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2022-2025 un taglio lineare ("haircut") quantificato o sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia, tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 69 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziario e della selezione degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare progetti di sviluppo.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il Gruppo ha definito le seguenti previsioni operative e finanziarie riviste per l'esercizio 2022 sulla base delle informazioni al momento disponibili, delle stime del management relative a possibili rischi e incertezze nello scenario e assumendo nessuna significativa interruzione nei flussi di gas dalla Russia:

- Produzione di idrocarburi: previsione di 1,67 milioni di boe/giorno in linea con la guidance precedente di 1,7 milioni di boe/giorno, al netto degli impatti della forza maggiore e dell'aggiornamento dello scenario Eni per il riferimento Brent a 105 \$/barile nel 2022.
- Stimate circa 700 milioni di boe di nuove risorse esplorative attese nel 2022, in aumento rispetto al precedente target di 600 milioni di boe.
- Confermata la guidance di utile operativo adjusted di GGP di almeno €1,2 miliardi. Il risultato del secondo semestre è previsto realizzarsi nel quarto trimestre.
- Plenitude & Power: l'EBITDA atteso di Plenitude per il 2022 è confermato superiore a €0,6 miliardi. Confermata la guidance di oltre 2 GW di capacità installata da fonti rinnovabili a fine 2022.
- Downstream: l'EBIT adjusted (pro-forma con ADNOC di R&M e Versalis) è proiettato in rialzo tra €1,8-2 miliardi rispetto all'aspettativa iniziale di EBIT solo positivo, assumendo un SERM di 6 \$/barile nel secondo semestre 2022.
- Le principali sensitivity di prezzo prevedono una variazione di €130 milioni del free cash flow per ogni dollaro di variazione nel prezzo del Brent e circa €700 milioni per ogni variazione di 5 centesimi nel tasso di cambio USD/EUR rispetto alla nuova assunzione di 1,08 USD/EUR nel 2022 e considerando un prezzo del Brent di 105 \$/barile.
- Cash flow adjusted prima del capitale d'esercizio al costo di rimpiazzo è atteso a €20 miliardi allo scenario di 105 \$/barile rispetto alla guidance originaria di €16 miliardi allo scenario di 90 \$/barile.
- Capex organici previsti a €8,3 miliardi, alla nuova assunzione di cambio EUR/USD, in linea con la guidance originaria di €7,7 miliardi a cambi costanti.
- Cash neutrality normalizzata attesa al prezzo Brent di circa 40 \$/barile, per effetto della robusta performance industriale e della riduzione dei costi attesa in tutte le linee di business.
- Leverage 2022 ante IFRS 16 atteso a 0,13 assumendo il nostro scenario prezzi.

Altre informazioni

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 30 giugno 2022 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle dodici società controllate: NAOC – Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni UK Ltd, Eni México S. de RL de CV, Eni Investments Plc, Eni Lasmo Plc e Eni ULX Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nell'apposita sezione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rapporti con parti correlate

Per la descrizione delle principali operazioni con parti correlate si rinvia alla Nota 32 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Avvio del programma di buy-back

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi in data 26 maggio 2022 sotto la presidenza di Lucia Calvosa, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 11 maggio 2022 ha approvato le modalità attuative per l'esecuzione del programma di acquisto di azioni proprie per un esborso minimo di €1,1 miliardi, incrementabile fino a un massimo di €2,5 miliardi in funzione dello scenario del prezzo del Brent, e per un numero di azioni non superiore a 357 milioni (pari al 10% delle azioni ordinarie post annullamento).

Nel luglio 2022, a seguito della revisione dello scenario prezzo per il riferimento Brent, previsto a 105 \$/bbl per l'intero anno 2022, nonché degli effetti dell'apprezzamento del dollaro e dei più robusti flussi di cassa del Gruppo, è stato aumentato l'impegno di buy-back di un importo di €1,3 miliardi a €2,4 miliardi. Dall'inizio del programma fino al 29 luglio, sono state acquistate 33,4 milioni di azioni al costo di €400 milioni. Le società controllate da Eni non detengono azioni della Società. Le operazioni effettuate formeranno oggetto di informativa al mercato nei termini e con le modalità di cui alla normativa vigente.

Stato patrimoniale

		30.06.2022		31.12.2021	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti		10.900		8.254	
Attività finanziarie destinate al trading	(5)	6.304		6.301	
Altre attività finanziarie	(14)	2.689	47	4.308	55
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	19.104	1.964	18.850	1.301
Rimanenze	(7)	8.820		6.072	
Attività per imposte sul reddito		193		195	
Altre attività	(8) (20)	25.627	1.243	13.634	492
		73.637		57.614	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(9)	54.871		56.299	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(10)	4.401		4.821	
Attività immateriali	(11)	4.851		4.799	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(7)	1.307		1.053	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	6.091		5.887	
Altre partecipazioni	(13)	1.209		1.294	
Altre attività finanziarie	(14)	2.081	1.809	1.885	1.645
Attività per imposte anticipate	(19)	3.545		2.713	
Attività per imposte sul reddito		112		108	
Altre attività	(8) (20)	1.449	24	1.029	29
		79.917		79.888	
Attività destinate alla vendita	(21)	9.823		263	
TOTALE ATTIVITA'		163.377		137.765	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(16)	5.250	244	2.299	233
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(16)	451	20	1.781	21
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	835	60	948	17
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	21.193	2.709	21.720	2.298
Passività per imposte sul reddito		1.179		648	
Altre passività	(8) (20)	30.649	1.174	15.756	339
		59.557		43.152	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(16)	22.016	6	23.714	5
Passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	4.070	13	4.389	1
Fondi per rischi e oneri	(18)	11.959		13.593	
Fondi per benefici ai dipendenti		803		819	
Passività per imposte differite	(19)	5.651		4.835	
Passività per imposte sul reddito		372		374	
Altre passività	(8) (20)	2.552	440	2.246	415
		47.423		49.970	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(21)	4.385		124	
TOTALE PASSIVITA'		111.365		93.246	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		26.818		22.750	
Riserve per differenze cambio da conversione		10.051		6.530	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		4.415		6.289	
Azioni proprie		(770)		(958)	
Utile del periodo		7.398		5.821	
Totale patrimonio netto di Eni		51.917		44.437	
Interessenze di terzi		95		82	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(22)	52.012		44.519	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		163.377		137.765	

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2021 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 23 - Altre informazioni.

Conto economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2022		I semestre 2021	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica	(25)	63.685	3.497	30.788	835
Altri ricavi e proventi		618	72	651	16
TOTALE RICAVI		64.303		31.439	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(26)	(46.882)	(6.536)	(22.117)	(3.702)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri	(6)	(165)		(67)	(3)
Costo lavoro	(26)	(1.548)	(9)	(1.493)	(16)
Altri proventi (oneri) operativi	(20)	(774)	1.365	48	252
Ammortamenti	(9) (10) (11)	(3.390)		(3.322)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	(175)		(602)	
Radiazioni	(9) (11)	(47)		(29)	
UTILE OPERATIVO		11.322		3.857	
Proventi finanziari	(27)	3.456	66	1.831	31
Oneri finanziari	(27)	(3.805)	(79)	(2.105)	(40)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(27)	(91)		19	
Strumenti finanziari derivati	(20) (27)	(88)		(218)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(528)		(473)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		850		(477)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		659		50	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(13) (28)	1.509		(427)	
UTILE ANTE IMPOSTE		12.303		2.957	
Imposte sul reddito	(29)	(4.895)		(1.845)	
UTILE DEL PERIODO		7.408		1.112	
Utile del periodo di competenza Eni		7.398		1.103	
Interessenze di terzi		10		9	
Utile per azione (ammontari in € per azione)	(30)				
- semplice		2,08		0,30	
- diluito		2,07		0,30	

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Utile del periodo	7.408	1.112
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Componenti non riclassificabili a conto economico		
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	71	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1	2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	41	16
Effetto fiscale	(15)	
	98	18
Componenti riclassificabili a conto economico		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	3.522	1.037
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(2.735)	(221)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	36	(30)
Effetto fiscale	788	64
	1.611	850
Totale altre componenti dell'utile complessivo	1.709	868
Totale utile complessivo del periodo	9.117	1.980
Totale utile complessivo del periodo di competenza Eni	9.106	1.971
Interessenze di terzi	11	9

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) del periodo	Totale		
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2021	(22)	4.005	22.750	6.530	6.289	(958)	5.821	44.437	82	44.519
Utile del I semestre 2022							7.398	7.398	10	7.408
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale					56			56		56
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					1			1		1
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					41			41		41
Componenti non riclassificabili a conto economico					98			98		98
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				3.521				3.521	1	3.522
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(1.947)			(1.947)		(1.947)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					36			36		36
Componenti riclassificabili a conto economico				3.521	(1.911)			1.610	1	1.611
Utile complessivo del periodo				3.521	(1.813)		7.398	9.106	11	9.117
Attribuzione del dividendo di Eni SpA							(1.522)	(1.522)		(1.522)
Attribuzione del dividendo di altre società									(13)	(13)
Destinazione utile residuo 2021			4.299				(4.299)			
Versamenti di azionisti terzi									20	20
Variazione di Interessenze di terzi			21					21	(8)	13
Annullamento azioni proprie					(400)	400				
Acquisto azioni proprie			(212)		212	(212)		(212)		(212)
Piano incentivazione a lungo termine			11					11		11
Cedole obbligazioni subordinate perpetue			(87)					(87)		(87)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			4.032		(188)	188	(5.821)	(1.789)	(1)	(1.790)
Altre variazioni			36		127			163	3	166
Altri movimenti di patrimonio netto			36		127			163	3	166
Saldi al 30 giugno 2022	(22)	4.005	26.818	10.051	4.415	(770)	7.398	51.917	95	52.012

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

	Note	Patrimonio Netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) del periodo	Totale		
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2020		4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.635)	37.415	78	37.493
Utile del I semestre 2021							1.103	1.103	9	1.112
Altre componenti dell'utile complessivo										
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					2			2		2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					16			16		16
Componenti non riclassificabili a conto economico					18			18		18
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1.037				1.037		1.037
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(157)			(157)		(157)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					(30)			(30)		(30)
Componenti riclassificabili a conto economico				1.037	(187)			850		850
Utile (perdita) complessivo del periodo				1.037	(169)		1.103	1.971	9	1.980
Attribuzione del dividendo di Eni SpA			429				(1.286)	(857)		(857)
Attribuzione del dividendo di altre società									(5)	(5)
Destinazione perdita residua 2020			(9.921)				9.921			
Incremento di Interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate									1	1
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue					2.000			2.000		2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue			(10)					(10)		(10)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(9.502)		2.000		8.635	1.133	(4)	1.129
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue			(15)					(15)		(15)
Altre variazioni			4		(12)			(8)	1	(7)
Altri movimenti di patrimonio netto			(11)		(12)			(23)	1	(22)
Saldi al 30 giugno 2021		4.005	24.530	4.932	6.507	(581)	1.103	40.496	84	40.580
Utile del II semestre 2021							4.718	4.718	10	4.728
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale					42			42		42
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					89			89		89
Componenti non riclassificabili a conto economico					131			131		131
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1.791				1.791		1.791
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(735)			(735)		(735)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					(4)			(4)		(4)
Componenti riclassificabili a conto economico				1.791	(739)			1.052		1.052
Utile (perdita) complessivo del periodo				1.791	(608)		4.718	5.901	10	5.911
Acconto sul dividendo			(1.533)					(1.533)		(1.533)
Acquisto azioni proprie			(400)		400	(400)		(400)		(400)
Piano Incentivazione a lungo termine			16		(23)	23		16		16
Incremento di Interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate									(12)	(12)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue			(51)					(51)		(51)
Operazioni con azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(1.968)		377	(377)		(1.968)	(12)	(1.980)
Altre variazioni			188	(193)	13			8		8
Altri movimenti di patrimonio netto			188	(193)	13			8		8
Saldi al 31 dicembre 2021	(22)	4.005	22.750	6.530	6.289	(958)	5.821	44.437	82	44.519

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2022	I semestre 2021
Utile del periodo		7.408	1.112
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(9) (10) (11)	3.390	3.322
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	175	602
Radiazioni	(9) (11)	47	29
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(13)	(850)	477
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(444)	(88)
Dividendi	(28)	(151)	(66)
Interessi attivi		(49)	(38)
Interessi passivi		490	394
Imposte sul reddito	(29)	4.895	1.845
Altre variazioni		(52)	(176)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(3.840)	(1.797)
- rimanenze		(3.073)	(890)
- crediti commerciali		(147)	(1.916)
- debiti commerciali		(645)	1.016
- fondi per rischi e oneri		108	(242)
- altre attività e passività		(83)	235
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		55	19
Dividendi incassati		305	354
Interessi incassati		13	15
Interessi pagati		(447)	(409)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.664)	(1.502)
Flusso di cassa netto da attività operativa		7.281	4.093
- di cui verso parti correlate	(32)	(1.497)	(2.584)
Flusso di cassa degli investimenti		(4.309)	(3.254)
- attività materiali	(9)	(3.072)	(2.276)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(2)
- attività immateriali	(11)	(121)	(111)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(23)	(170)	(331)
- partecipazioni	(13)	(1.097)	(540)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(146)	(69)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		297	75
Flusso di cassa dei disinvestimenti		1.009	306
- attività materiali		7	176
- attività immateriali		12	1
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(23)	4	76
- imposte pagate sulle dismissioni			(35)
- partecipazioni		881	19
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		80	79
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		25	(10)
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		1.670	(1.185)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(1.630)	(4.133)
- di cui verso parti correlate	(32)	(353)	(320)
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(16)	129	1.333
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(16)	(3.694)	(1.912)
Rimborso di passività per beni in leasing	(10)	(556)	(445)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(16)	2.859	218
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.520)	(839)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(13)	(5)
Apporti di capitale da terzi		20	
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate		(5)	
Acquisto di azioni proprie	(22)	(195)	
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(22)		1.985
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue		(87)	(10)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(3.062)	325
- di cui verso parti correlate	(32)	(7)	29
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		79	22
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		2.668	307
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		8.265	9.413
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)		10.933	9.720

^(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 giugno 2022 comprendono €33 milioni di diponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

NOTE ESPLICATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

FATTORI CHE POSSONO INFLUIRE SUI RISULTATI FUTURI

Le possibili conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina e gli effetti della pandemia legata al COVID-19 sono riportati nelle Note al bilancio consolidato della Relazione finanziaria annuale 2021 a cui si fa rinvio.

1 CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022 (di seguito bilancio semestrale) è redatto secondo le disposizioni dello IAS 34 "Bilanci intermedi" (di seguito IAS 34) nella prospettiva della continuità aziendale.

Nel bilancio semestrale sono applicati i principi di consolidamento e i criteri di valutazione illustrati nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore dal 1° gennaio 2022 indicati nella sezione "Principi contabili di recente emanazione" di detta relazione.

Coerentemente con le disposizioni dello IAS 34, le note al bilancio sono presentate in forma sintetica; diversamente, gli schemi di bilancio sono presentati in forma completa, in linea con le disposizioni dello IAS 1 "Presentazione del bilancio".

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base dell'imponibile fiscale alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2022" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo.

Il bilancio semestrale al 30 giugno 2022, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 28 luglio 2022, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della PricewaterhouseCoopers SpA.

La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 MODIFICHE DEI CRITERI CONTABILI

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2022, indicate nel paragrafo "Principi contabili di recente emanazione" della Relazione Finanziaria Annuale 2021, non hanno prodotto effetti significativi.

3 STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento alle stime contabili e ai giudizi significativi effettuati dalla Direzione Aziendale si fa rinvio a quanto indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2021. Con riferimento all'impairment test e alle relative assunzioni si rinvia a quanto indicato nelle note alla relazione finanziaria semestrale.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili di recente emanazione e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	30.06.2022	31.12.2021
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.189	1.149
Altri titoli	5.115	5.152
	6.304	6.301

L'analisi per emittente e relativa classe di merito creditizio dei titoli non presenta significative variazioni rispetto a quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2021.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.263 milioni e di livello 2 per €1.041 milioni. Nel corso del primo semestre 2022 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

6 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

(€ milioni)	30.06.2022	31.12.2021
Crediti commerciali	15.853	15.524
Crediti per attività di disinvestimento	9	8
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.497	1.888
Crediti verso altri	1.745	1.430
	19.104	18.850

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Nel corso del primo semestre 2022 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2022 di €2.713 milioni (€2.059 milioni nell'esercizio 2021 con scadenza 2022). Le cessioni hanno riguardato crediti relativi al settore Refining & Marketing e Chimica per €1.687 milioni, al settore Global Gas & LNG Portfolio per €952 milioni e al settore Plenitude & Power per €74 milioni.

Al 30 giugno 2022, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di circa €285 milioni, di cui €98 milioni scaduti e ulteriori €80 milioni in scadenza al 15 luglio. Il credito è assistito da parent company guarantee. È in atto una negoziazione con la controparte che reclama, tra l'altro, un allungamento delle dilazioni di pagamento. L'onere massimo possibile relativo al valore finanziario del tempo trova copertura in un fondo rischi stanziato sull'esposizione commerciale complessiva verso i clienti somministrati che è stato stimato sulla base dell'attuale situazione congiunturale.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €624 milioni (€681 milioni al 31 dicembre 2021) ed è relativa alla quota dei costi di sviluppo di competenza dei joint venture partner in progetti petroliferi operati da Eni nei quali la Società sostiene upfront tutti i costi dell'iniziativa e li riaddebita ai partner mediante il meccanismo della cash call. Al 30 giugno 2022, l'ammontare dei crediti netti scaduti verso la società di Stato NNPC è di €549 milioni (€474 milioni al 31 dicembre 2021). Tale ammontare riguarda per circa il 30% crediti pregressi oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento della quota oggetto dell'accordo atteso entro la fine del 2023. Il credito residuo a fine periodo è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione pari all'8%, calcolata in base al rischio dell'iniziativa mineraria sottostante.

L'esposizione per cash call verso una società petrolifera nigeriana privata ammonta a €220 milioni di crediti scaduti (€195 milioni al 31 dicembre 2021) ed è esposta al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default. Già nello scorso esercizio, il partner ha sostanzialmente sospeso i pagamenti delle cash call avanzando delle contestazioni relative agli ammontari addebitati. Sono state avviate procedure arbitrali per la risoluzione delle relative dispute.

I crediti verso altri comprendono per €513 milioni (€538 milioni al 31 dicembre 2021) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione calcolato con un tasso di expected loss di circa il 53%,

stimato sulla base delle percentuali di perdita previste in casi analoghi di default da parte di Enti Nazionali su esposizioni Oil & Gas. Nel corso del primo semestre, a fronte del benessere delle Autorità USA nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €3.569 milioni (€3.313 milioni al 31 dicembre 2021).

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(266)	(243)
Perdite nette su crediti	(29)	(23)
Utilizzi per esubero	130	199
	(165)	(67)

Gli accantonamenti sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €94 milioni e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, società di Stato o società private locali, in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €86 milioni e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli utilizzi sono riferiti al settore Exploration & Production per €99 milioni e riguardano per €77 milioni l'utilizzo per esubero del fondo svalutazione crediti verso la società di Stato del Venezuela PDVSA a fronte delle operazioni di compensazione del credito effettuate nel corso del semestre.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

7 RIMANENZE E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	Rimanenze correnti	Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo
Valore lordo al 31.12.2021	6.642	1.059
Fondo svalutazione al 31.12.2021	570	6
Valore netto al 31.12.2021	6.072	1.053
Variazioni del periodo	2.802	252
Altre variazioni	(54)	2
Valore netto al 30.06.2022	8.820	1.307
Valore lordo al 30.06.2022	9.379	1.310
Fondo svalutazione al 30.06.2022	559	3

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo sono possedute da società italiane per €1.285 milioni (€1.032 milioni al 31 dicembre 2021) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

L'incremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi, nonché alla ricostituzione degli stoccaggi di gas naturale in previsione della prossima stagione invernale e dei rischi di approvvigionamento.

8 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	30.06.2022				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	24.160	87	27.021	195	12.460	51	12.911	115
Passività da contratti con la clientela			341	721			482	726
Attività e passività relative ad altre imposte	592	160	2.166	70	442	182	1.435	27
Altre	875	1.202	1.121	1.566	732	796	928	1.378
	25.627	1.449	30.649	2.552	13.634	1.029	15.756	2.246

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 20 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €41 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) e oltre i 12 mesi per €97 milioni (€94 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €263 milioni (€316 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) crediti non correnti per attività di investimento per €23 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica relativi alla quota a breve termine per €59 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2021) e alla quota a lungo termine per €304 milioni (€333 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €416 milioni (€391 milioni al 31 dicembre 2021).

Le altre passività comprendono: (i) passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €786 milioni (€630 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) passività per ricavi e proventi anticipati per €386 milioni (€361 milioni al 31 dicembre 2021), di cui correnti per €107 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €219 milioni (€223 milioni al 31 dicembre 2021); (iv) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €79 milioni (€73 milioni al 31 dicembre 2021) e oltre i 12 mesi per €42 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2021); (v) passività per attività d'investimento per €105 milioni (€103 milioni al 31 dicembre 2021).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

9 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Immobili, impianti e macchinari
Valore lordo al 31.12.2021	198.746
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021	142.447
Valore netto al 31.12.2021	56.299
Investimenti	3.072
Capitalizzazione ammortamenti	86
Ammortamenti (*)	(2.806)
Riprese di valore	(171)
Svalutazioni	5
Radiazioni	(47)
Differenze di cambio da conversione	4.075
Rilevazione iniziale e variazione stima	(1.585)
Variazione dell'area di consolidamento	256
Altre variazioni	(4.313)
Valore netto al 30.06.2022	54.871
Valore lordo al 30.06.2022	193.678
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2022	138.807

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €2.538 milioni (€1.786 milioni nel primo semestre 2021).

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore sono indicate alla nota n. 12 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollaro USA per €4.069 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende il decremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto principalmente dell'incremento dei tassi di attualizzazione.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €253 milioni alle società acquisite nell'ambito del progetto Corazon ed è riferito in particolare all'impianto fotovoltaico da circa 266 MW situato nella Contea di Webb in Texas (USA).

Le altre variazioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita del settore Exploration & Production per €4.180 milioni riferite in particolare agli asset in Angola, nell'ambito degli accordi con BP per conferire tali attività ad una joint venture paritetica.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono pozzi, impianti e macchinari, attività esplorativa e di appraisal nonché immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production come segue:

(€ milioni)	Pozzi, impianti e macchinari	Attività esplorativa e di appraisal	Immobilizzazioni in corso	Totale
Valori al 31.12.2021	42.342	1.244	6.545	50.131
Investimenti	66	279	2.178	2.523
Capitalizzazione ammortamenti		5	81	86
Ammortamenti (*)	(2.509)			(2.509)
Riprese di valore	2			2
Svalutazioni	(45)			(45)
Radiazioni		(38)	(7)	(45)
Differenze di cambio da conversione	3.312	113	538	3.963
Rilevazione iniziale e variazione stima	(1.651)	(18)	84	(1.585)
Trasferimenti	1.989	(22)	(1.967)	
Altre variazioni	(3.528)	(105)	(432)	(4.065)
Valori al 30.06.2022	39.978	1.458	7.020	48.456

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €1.936 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Messico, Egitto, Stati Uniti, Kazakhstan, Angola, Congo, Iraq e Italia.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso del semestre sono state rilevate radiazioni per €37 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nel semestre sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Egitto, Kenya e Montenegro.

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Italia	Totale
Valori al 31.12.2021	218	892	3	68	114	16	508		1.819
Incrementi					84			2	86
Riclassifica a Proved Mineral Interest						1	(2)		(1)
Differenze di cambio da conversione	20	81	1	5	10		45		162
Valori al 30.06.2022	238	973	4	73	208	17	551	2	2.066

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) in fase di pre-sviluppo, del valore iniziale di €944 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.282 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 avente ad oggetto l'acquisizione della licenza, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità nigeriane per asseriti reati di corruzione riportati nella sezione Contenziosi della nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi della Relazione Finanziaria Annuale 2021 a cui si fa rinvio, ivi inclusa la recente evoluzione avvenuta nel luglio 2022 descritta nella nota 24 – Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi della presente relazione. Il periodo esplorativo della licenza OPL 245 è scaduto l'11 maggio 2021. Eni è in attesa del provvedimento di conversione della licenza in Oil Mining Lease (OML) da parte delle competenti autorità nigeriane per poter avviare le attività di sviluppo delle riserve, avendo presentato istanza di conversione nei termini contrattuali e avendo verificato il rispetto di tutte le condizioni e i requisiti previsti. Sulla base di queste considerazioni Eni ritiene di aver maturato il

diritto alla conversione. Coerentemente, la verifica di recuperabilità dell'asset è stata fatta nell'ottica di value-in-use e ne è stata confermata la tenuta del valore di libro anche considerando uno stress test che assume possibili ritardi nell'avvio della produzione. Nel mese di settembre 2020 Eni ha avviato un arbitrato in sede ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset. In caso di espresso diniego alla conversione da parte delle Autorità nigeriane o altra azione che lascia presupporre un esproprio del titolo, sarà considerata in sede di redazione delle prossime informazioni finanziarie la riclassificazione dell'asset in una voce dedicata e la valorizzazione del diritto di natura risarcitoria.

10 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

(€ milioni)	Diritto di utilizzo beni in leasing	Passività per beni in leasing
Valore lordo al 31.12.2021	7.403	
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021	2.582	
Valore netto al 31.12.2021	4.821	5.337
Incrementi	1.689	1.689
Decrementi		(556)
Ammortamenti (*)	(521)	
Svalutazioni	(5)	
Differenze di cambio da conversione	344	364
Variazione dell'area di consolidamento	24	20
Altre variazioni	(1.951)	(1.949)
Valore netto al 30.06.2022	4.401	4.905
Valore lordo al 30.06.2022	6.623	
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2022	2.222	

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €2.785 milioni (€3.195 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e Area 1 in Messico della durata compresa tra 14 e 18 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Refining & Marketing e Chimica per €772 milioni (€765 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €514 milioni (€541 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

La passività per beni in leasing è riferibile per €488 milioni (€1.684 milioni al 31 dicembre 2021) alla quota delle passività di competenza del joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

La quota a breve termine delle passività per beni in leasing ammonta a €835 milioni (€948 milioni al 31 dicembre 2021).

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano per €1.924 milioni la riclassifica ad attività destinate alla vendita (RoU) e per €1.984 la riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita (Lease Liabilities).

I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

11 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
Valore lordo al 31.12.2021	8.259			
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021	6.346			
Valore netto al 31.12.2021	1.913	2.862	24	4.799
Investimenti	121			121
Ammortamenti	(149)			(149)
Svalutazioni	(4)			(4)
Variazione dell'area di consolidamento	4	52		56
Differenze di cambio da conversione	68	13		81
Altre variazioni	9	(62)		(53)
Valore netto al 30.06.2022	1.962	2.865	24	4.851
Valore lordo al 30.06.2022	8.296			
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2022	6.334			

Gli investimenti di €121 milioni (€111 milioni nel primo semestre 2021) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela della linea di business Plenitude per €60 milioni (€70 milioni nel primo semestre 2021).

Il saldo finale delle attività a vita utile definita comprende diritti e potenziale esplorativo che si analizzano per tipologia di attività come segue:

(€ milioni)	30.06.2022	31.12.2021
Diritti esplorativi proved	109	236
Diritti esplorativi unproved	672	677
	781	913

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill di €52 milioni è riferita all'acquisizione del 100% della SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia e il suo portafoglio impianti include una pipeline di progetti di circa 800 MW. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie.

Le altre variazioni del goodwill riguardano l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate lo scorso anno la cui allocazione del prezzo delle attività nette acquisite era stata effettuata su basi provvisorie.

Il saldo finale della voce goodwill è esposto al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.520 milioni.

Nel semestre non sono stati rilevati impairment indicator in relazione ai goodwill iscritti in bilancio.

12 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Il mercato petrolifero ha registrato un significativo rafforzamento nel corso del primo semestre 2022 grazie al continuo bilanciamento tra domanda e offerta globale, favorito dalla riapertura delle economie, dalla disciplina finanziaria delle international oil companies e dai problemi produttivi dell'Opec, che ha determinato il progressivo assorbimento dell'eccesso di scorte accumulatosi durante il picco pandemico. In un quadro di fondamentali solidi, l'aggressione militare della Russia nei confronti dell'Ucraina ha aperto un periodo di estrema volatilità a causa dei timori di interruzioni nel flusso di esportazioni degli idrocarburi russi, che coprono una quota importante del supply energetico globale. La volatilità è stata amplificata nel mercato europeo del gas naturale a causa della preesistente situazione di offerta corta. La ripresa unisona della domanda di prodotti raffinati in tutti i segmenti (mobilità stradale, traffico aereo, trasporto industriale) e le strozzature del sistema di raffinazione globale hanno innescato un rilevante rialzo dei margini di raffinazione che nel giro di un trimestre hanno raggiunto valori record storici. Il clima di incertezza e l'accresciuto rischio sistemico conseguenti alla crisi russo-ucraina, la crisi del gas in Europa e il cambio di politica monetaria adottato dalle banche centrali in risposta alla forte ripresa dell'inflazione, stanno avendo un effetto di un rallentamento del ciclo macroeconomico, che i mercati finanziari hanno anticipato nella correzione di giugno, scontando le aumentate possibilità di un "hard landing" dell'economia. Uno scenario di

recessione avrebbe la conseguenza di ridurre in misura più o meno significativa la domanda globale d'idrocarburi.

Considerati tali rischi ed incertezze, riflesse anche nelle quotazioni di borsa che evidenziano al 30 giugno un valore di mercato dell'Eni inferiore al valore di libro dei net asset consolidati, il management ha ritenuto di non eseguire alcuna ripresa di valore delle proprietà oil&gas e delle raffinerie di petrolio nonostante l'attuale rafforzamento dei prezzi e dei margini degli idrocarburi.

13 PARTECIPAZIONI

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
Valore al 31.12.2021	5.887
Acquisizioni e sottoscrizioni	1.068
Cessioni e rimborsi	(449)
Valutazione al patrimonio netto	850
Decremento per dividendi	(156)
Differenze di cambio da conversione	400
Altre variazioni	(1.509)
Valore al 30.06.2022	6.091

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €458 milioni il versamento in conto futuro aumento di capitale di Saipem SpA, per €333 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Commonwealth Fusion Systems Llc impegnata nella costruzione di un impianto pilota per testare la fusione a confinamento magnetico e per €161 milioni l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20% delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 3 Holdco Ltd che sta sviluppando il progetto eolico offshore nel Mare del Nord britannico con una capacità di 1,2 GW al 100% (240 MW in quota Eni) con completamento atteso nel 2025.

Le cessioni e rimborsi riguardano il rimborso di capitale di Angola LNG Ltd per €361 milioni e la cessione di Vår Energi ASA per €88 milioni a seguito della quotazione attraverso una IPO presso la borsa di Oslo e alle successive vendite effettuate sul mercato.

La valutazione al patrimonio netto è riferita essenzialmente: (i) ai proventi su Vår Energi ASA per €293 milioni; (ii) ai proventi su Angola LNG Ltd di €299 milioni; (iii) ai proventi su Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER) per €251 milioni; (iv) agli oneri su Saipem SpA per €57 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito per €125 milioni alla Vår Energi ASA.

Le altre variazioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita delle partecipazioni Angola LNG Ltd per €1.116 milioni e alle Dogger Bank (A, B e C) per €740 milioni.

Al 30 giugno 2022 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA e della Vår Energi ASA, uniche società quotate in borsa partecipata da Eni valutate ad equity, sono i seguenti:

	Saipem SpA	Vår Energi ASA
Numero di azioni ordinarie	6.484.127	1.574.616.035
% di partecipazione	31,20	63,08
Prezzo delle azioni (*) (€)	3,987	3,742
Valore di mercato (€ milioni)	26	5.892
Valore di libro ante versamento in conto futuro aumento di capitale (€ milioni)	44	
Versamento in conto futuro aumento di capitale (€ milioni)	458	
Valore di libro (€ milioni)	502	717

(*) Include il valore di borsa dei diritti di opzione per la sottoscrizione di nuove azioni Saipem in rapporto di 95 nuove azioni per 1 azione posseduta.

Al 30 giugno 2022 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è inferiore al valore di libro ante versamento in conto futuro aumento di capitale della partecipazione di €18 milioni, allineata alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata. Maggiori informazioni sono fornite nella sezione “Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre”.

Al 30 giugno 2022 la capitalizzazione di borsa del titolo Vår Energi per la quota Eni è superiore di €5.175 milioni rispetto al valore di libro della partecipazione.

Il valore di libro delle partecipazioni al 30 giugno 2022 include Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) per €2.585 milioni, Vår Energi ASA per €717 milioni, Saipem SpA per €502 milioni, Mozambique Rovuma Venture SpA per €380 milioni, Commonwealth Fusion Systems Llc per €364 milioni, Novamont SpA per €308 milioni, Cardón IV SA per €295 milioni e Coral FLNG SA per €218 milioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	Altre partecipazioni
Valore al 31.12.2021	1.294
Acquisizioni e sottoscrizioni	29
Differenze di cambio da conversione	66
Altre variazioni	(180)
Valore al 30.06.2022	1.209

Le altre partecipazioni sono partecipazioni minoritarie in entità non quotate strumentali al business. Per la metodologia di valutazione si rinvia alla relazione finanziaria annuale 2021.

Il valore di libro al 30 giugno 2022 include la Nigeria LNG Ltd per €694 milioni e la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €124 milioni.

I dividendi distribuiti sono commentati alla nota n. 28 – Proventi (oneri) su partecipazioni.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2022 sono indicate nell'allegato “Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2022” che costituisce parte integrante delle presenti note.

14 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	30.06.2022		31.12.2021	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	6	2.019	17	1.832
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	42		39	
	48	2.019	56	1.832
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	2.641		4.252	
	2.689	2.019	4.308	1.832
Titoli strumentali all'attività operativa		62		53
	2.689	2.081	4.308	1.885

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di €443 milioni (€403 milioni al 31 dicembre 2021).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€1.956 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti: (i) della Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per €1.147 milioni (€1.008 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €377 milioni (€383 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela operatore del giacimento a gas Perla, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €234 milioni (€199 milioni al 31 dicembre 2021) che sarà recuperato con i flussi di cassa associati alla vendita delle riserve di gas, che scontano l'apprezzamento del rischio controparte sotto forma di dilazione dei tempi di incasso dei fatturati futuri.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €2.018 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,4% e 3,2% (-0,3% e 1,7% al 31 dicembre 2021).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano per €2.511 milioni (€4.233 milioni al 31 dicembre 2021) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati.

Il fair value dei titoli ammonta a €60 milioni ed è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

15 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	30.06.2022	31.12.2021
Debiti commerciali	16.202	16.795
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	622	552
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.967	1.732
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.231	1.188
Debiti verso altri	1.171	1.453
	21.193	21.720

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso il personale per €226 milioni (€328 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €100 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2021).

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

16 PASSIVITÀ FINANZIARIE

	30.06.2022				31.12.2021			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	3.758	229	2.514	6.501	362	347	4.650	5.359
Obbligazioni ordinarie		179	18.496	18.675		913	18.049	18.962
Obbligazioni convertibili						399		399
Sustainability-Linked Bond		4	992	996		2	996	998
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	495			495	836			836
Altri finanziatori	997	39	14	1.050	1.101	120	19	1.240
	5.250	451	22.016	27.717	2.299	1.781	23.714	27.794

Il decremento delle passività finanziarie di €77 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.

Al 30 giugno 2022 le passività finanziarie con banche comprendono contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, per €1.300 milioni (tale ammontare non considera le linee di credito committed utilizzate al 30 giugno 2022).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 30 giugno 2022 e al 31 dicembre 2021 i debiti finanziari soggetti a queste clausole

restrittive ammontavano rispettivamente a €947 milioni e a €899 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €14.961 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.714 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
(€ milioni)					da	a	da	a
Società emittente								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.200	37	1.237	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	30	1.030	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	3	1.003	EUR		2026		1,500
Eni SpA	1.000		1.000	EUR		2030		0,625
Eni SpA	1.000		1.000	EUR		2031		2,000
Eni SpA	1.000	(4)	996	EUR		2026		1,250
Eni SpA	900	2	902	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	(5)	795	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	4	754	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	2	752	EUR		2027		1,500
Eni SpA	750		750	EUR		2034		1,000
Eni SpA	650	1	651	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600	1	601	EUR		2028		1,125
Eni Finance International	1.684	(2)	1.682	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International	795	2	797	EUR	2025	2043	1,275	5,441
	14.879	82	14.961					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	962	9	971	USD		2023		4,000
Eni SpA	962	5	967	USD		2028		4,750
Eni SpA	962		962	USD		2029		4,250
Eni SpA	337	1	338	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	385	1	386	USD		2027		7,300
CEF3 Wind Energy SpA	91	(1)	90	EUR		2025		2,010
	3.699	15	3.714					
	18.578	97	18.675					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.001 milioni. Nel corso del primo semestre 2022 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

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 30 giugno 2022 il programma risulta utilizzato per €15,9 miliardi.

Le informazioni relative alle obbligazioni sustainability-linked bond emesso da Eni SpA sono le seguenti:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
(€ milioni)						
Eni SpA	1.000	(4)	996	EUR	2028	0,375

Nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, Eni ha emesso sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di

determinati obiettivi di sostenibilità che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Al 30 giugno 2022 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine per €5.600 milioni (€6.207 milioni al 31 dicembre 2021) e di linee di credito committed non utilizzate per €5.021 milioni, di cui €4.870 milioni scadenti oltre 12 mesi (€2.835 milioni al 31 dicembre 2021, di cui 2.820 milioni scadenti oltre 12 mesi). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Al 30 giugno 2022 le linee di credito committed, utilizzate e non utilizzate, comprendono contratti sustainability-linked per €4.850 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021). L'utilizzo delle linee di credito è avvenuto per adempiere gli obblighi di mantenere un ammontare adeguato di depositi finanziari (margin call) a garanzia del settlement delle operazioni in derivati su commodity in relazione ai significativi aumenti dei prezzi spot del gas e dell'energia elettrica registrati nel semestre.

Al 30 giugno 2022 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, si analizza come segue:

(€ milioni)	30.06.2022	31.12.2021
Obbligazioni ordinarie e Sustainability-Linked Bond	18.955	23.070
Obbligazioni convertibili		513
Banche	2.644	5.029
Altri finanziatori	53	138
	21.652	28.750

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,4% e 3,2% (-0,3% e 1,7% al 31 dicembre 2021).

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2021	25.495	2.299	5.337	33.131
Variazioni monetarie	(3.565)	2.859	(556)	(1.262)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	268	96	392	756
Variazione area di consolidamento	59	14	20	93
Altre variazioni non monetarie	210	(18)	(288)	(96)
Valore al 30.06.2022	22.467	5.250	4.905	32.622

Le altre variazioni non monetarie comprendono €1.689 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €1.984 milioni di riclassifiche a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 10 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

17 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema dell'indebitamento finanziario netto è stato aggiornato sulla base delle indicazioni Consob che ha richiesto nuove voci o nuove aggregazioni di voci esistenti. L'indebitamento finanziario netto posto a confronto è stato rideterminato alla luce del nuovo schema senza modifiche quantitative.

(€ milioni)	30.06.2022	31.12.2021
A. Disponibilità liquide	3.603	2.758
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	7.297	5.496
C. Altre attività finanziarie correnti	8.945	10.553
D. Liquidità (A+B+C)	19.845	18.807
E. Debito finanziario corrente	5.433	3.613
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	1.103	1.415
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	6.536	5.028
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(13.309)	(13.779)
I. Debito finanziario non corrente	6.598	9.058
J. Strumenti di debito	19.488	19.045
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	26.086	28.103
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	12.777	14.324

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono €140 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie destinate al trading che sono commentate alla nota n. 5 – Attività finanziarie destinate al trading; (ii) i crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 14 – Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 16 – Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €835 milioni e €4.070 milioni (rispettivamente €948 milioni e €4.389 milioni al 31 dicembre 2021) di cui, €488 milioni (€1.684 milioni al 31 dicembre 2021) relativi alla quota delle passività di competenza dei joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

18 FONDI PER RISCHI E ONERI

	Fondi per rischi e oneri
(€ milioni)	
Valore al 31.12.2021	13.593
Accantonamenti	577
Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project	(1.585)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	70
Utilizzi a fronte oneri	(484)
Utilizzi per esuberanza	(53)
Differenze cambio da conversione	463
Altre variazioni	(622)
Valore al 30.06.2022	11.959

Gli accantonamenti del semestre riguardano principalmente oneri ambientali e oneri per dispute contrattuali.

Il decremento della rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project è riferito al settore Exploration & Production ed è dovuto principalmente all'incremento dei tassi di attualizzazione.

Gli utilizzi a fronte oneri hanno riguardato l'avanzamento dei progetti di bonifica ambientale, di abbandono e ripristino siti e il risarcimento di claim assicurativi.

19 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE E ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

	30.06.2022	31.12.2021
(€ milioni)		
Passività per imposte differite lorde	9.930	10.668
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.279)	(5.833)
Passività per imposte differite	5.651	4.835
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	7.824	8.546
Passività per imposte differite compensabili	(4.279)	(5.833)
Attività per imposte anticipate	3.545	2.713

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
(€ milioni)				
Valore al 31.12.2021	10.668	17.150	(8.604)	8.546
Variazioni di periodo	594	(70)	33	(37)
Variazioni con effetto ad OCI	(36)	686		686
Differenze di cambio da conversione	773	733	(216)	517
Riclassifica ad attività e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(1.875)	(2.217)	531	(1.686)
Altre variazioni	(194)	(516)	314	(202)
Valore al 30.06.2022	9.930	15.766	(7.942)	7.824

Le imposte sul reddito sono indicate alla nota n. 29 – Imposte sul reddito.

20 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI

(€ milioni)	30.06.2022			31.12.2021		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	201	60	2	113	39	2
- Interest currency swap		147	2	30	7	2
- Outright	2	2	2	3	11	2
- Altro	3		2			
	206	209		146	57	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	59	36	2	13	43	2
- Altro		3	2			
	59	39		13	43	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	814	730	1	603	496	1
- Over the counter	194	189	2	102	121	2
- Altro		162	2	1	55	2
	1.008	1.081		706	672	
	1.273	1.329		865	772	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	22.993	26.407	2	12.050	11.939	2
- Future	17.288	12.224	1	6.555	5.002	1
	40.281	38.631		18.605	16.941	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter		64	2	7	735	2
- Future	40	4.487	1	193	1.672	1
	40	4.551		200	2.407	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	10		2		3	2
	10				3	
	50	4.551		200	2.410	
Opzioni						
- Altre opzioni		62	3		62	3
		62			62	
Totale contratti derivati lordi	41.604	44.573		19.670	20.185	
Compensazione	(17.357)	(17.357)		(7.159)	(7.159)	
Totale contratti derivati netti	24.247	27.216		12.511	13.026	
Di cui:						
- correnti	24.160	27.021		12.460	12.911	
- non correnti	87	195		51	115	

Nel 2021 Eni ha sottoscritto interest rate swap e cross currency swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 30 giugno 2022 il fair value di tali contratti è attivo per €9 milioni.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Nel corso del primo semestre 2022 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	19	6
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(793)	42
	(774)	48

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

I proventi (oneri) finanziari netti su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Strumenti finanziari derivati su valute	(139)	(235)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	49	17
Opzioni su titoli	2	
	(88)	(218)

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

21 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €9.823 milioni e €4.385 milioni, riguardano: (i) l'accordo per la creazione di una joint venture paritetica indipendente in Angola con BP che unirà le attività angolane delle due società. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €8.797 milioni (di cui attività correnti €1.031 milioni) e a €4.255 milioni (di cui passività correnti €1.404 milioni); (ii) l'accordo di cessione con la joint venture norvegese Vårgrønn (Eni 69,6%) del 100% della società consolidata Eni North Sea Wind Ltd titolare della quota del 20% nei progetti Dogger Bank A, B e C nel Regno Unito. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita ammontano a €740 milioni; (iii) l'accordo di cessione delle attività in Pakistan a Prime International Oil & Gas Company. Le attività oggetto dell'accordo consistono in partecipazioni in otto licenze di sviluppo e produzione nei bacini Kithar Fold Belt e Middle Indus e quattro licenze di esplorazione nei bacini Middle Indus e Indus Offshore. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €117 milioni (di cui attività correnti €97 milioni) e a €130 milioni (di cui passività correnti €41 milioni); (iv) la cessione della partecipata Gas Distribution Company of Thessaloniki – Thessaly SA attiva nella distribuzione del gas in Grecia per €135 milioni; (v) la cessione di attività materiali per un valore di iscrizione complessivo di €34 milioni.

22 PATRIMONIO NETTO

PATRIMONIO NETTO DI ENI

(€ milioni)	30.06.2022	31.12.2021
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	26.818	22.750
Riserva per differenze cambio da conversione	10.051	6.530
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	770	958
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(2.716)	(896)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(61)	(117)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	91	54
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	182	141
- Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(770)	(958)
Utile netto	7.398	5.821
	51.917	44.437

CAPITALE SOCIALE

Al 30 giugno 2022, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) ed è rappresentato da n. 3.571.487.977 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.605.594.848 azioni ordinarie al 31 dicembre 2021).

L'11 maggio 2022, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,43 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021 di €0,43 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 25 maggio 2022, con data di stacco cedola il 23 maggio 2022 e "record date" il 24 maggio 2022. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2021 ammonta perciò a €0,86; (ii) l'annullamento di n. 34.106.871 azioni proprie, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per un importo di €400 milioni (pari al valore di carico delle azioni annullate); (iii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo fino al 30 aprile 2023, all'acquisto massimo di un numero di azioni pari al 10% delle azioni ordinarie (e al 10% del capitale sociale) della Società (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio), per un esborso complessivo fino a €2,5 miliardi; in esecuzione di detta delibera al 30 giugno 2022 sono state acquistate n. 16.510.852 azioni proprie per un controvalore complessivo di €212 milioni.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi (stesso ammontare al 31 dicembre 2021).

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie ammontano a €770 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021) e sono rappresentate da n. 48.242.154 azioni ordinarie Eni (65.838.173 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2021) possedute da Eni SpA.

Nel primo semestre 2022, sono state acquistate n. 16.510.852 azioni proprie per un controvalore complessivo di €212 milioni e sono state cancellate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni.

23 ALTRE INFORMAZIONI

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti		
Attività correnti	3	101
Attività non correnti	276	368
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(86)	(51)
Passività correnti e non correnti	(6)	(66)
Effetto netto degli investimenti	187	352
Interessenza di terzi	(15)	(1)
Totale prezzo di acquisto	172	351
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(2)	(20)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	170	331
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti		
Attività correnti	5	2
Attività non correnti	1	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	7	
Passività correnti e non correnti	(4)	
Effetto netto dei disinvestimenti	9	2
Plusvalenze per disinvestimenti	2	
Totale prezzo di vendita	11	2
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i>	(7)	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	4	2
Business combination Unión Fenosa Gas		
Partecipazione Unión Fenosa Gas ceduta		233
a dedurre:		
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati		
Attività correnti		371
Attività non correnti		394
Indebitamento finanziario netto		(128)
Passività correnti e non correnti		(436)
Totale partecipazioni e rami d'azienda acquistati		201
Totale disinvestimenti netti		32
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i>		42
Business combination Unión Fenosa Gas al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		74
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	4	76

Il 12 gennaio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia e il suo portafoglio impianti include una pipeline di progetti di circa 800 MW, che costituiranno la base per l'ulteriore sviluppo del portafoglio di rinnovabili nel Paese. L'operazione rappresenta l'ingresso di Eni nel mercato greco delle rinnovabili e rientra nell'ambito del piano di crescita e della relativa integrazione con il business retail. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €51 milioni. L'allocatione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €52 milioni.

Il 24 febbraio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico in esercizio Corazon I da circa 266 MW situato in Texas (USA). Nella stessa area, è stata finalizzata l'acquisizione del progetto di stoccaggio Guajillo, da circa 200 MW/400 MWh, in fase di sviluppo avanzato che, secondo le previsioni, sarà operativo prima della fine del 2023. Il progetto di stoccaggio di Guajillo utilizzerà le stesse infrastrutture di interconnessione dell'impianto fotovoltaico Corazon I e supporterà la rete locale stoccando energia quando la generazione di energia rinnovabile è elevata e rilasciandola quando è maggiormente necessaria per soddisfare i picchi di consumo. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €121 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €85 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €2 milioni. L'allocatione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie senza rilevazione di goodwill.

I disinvestimenti del primo semestre 2022 hanno riguardato la cessione del 100% della società Ing. Luigi Conti Vecchi SpA per un corrispettivo di €11 milioni e disponibilità liquide cedute di €7 milioni.

Gli investimenti del primo semestre 2021 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA (ora Eni Plenitude SpA) del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU (ora Eni Plenitude Iberia SLU) attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi a clienti residenziali, piccole e medie imprese e grandi aziende nel mercato iberico e l'acquisizione da parte di Ecofuel SpA del 100% della società FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA), leader italiana nel settore della produzione di biogas.

I disinvestimenti del primo semestre 2021 hanno riguardato la ristrutturazione della joint venture Unión Fenosa Gas SA a seguito degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della joint venture Unión Fenosa Gas con i partner egiziani che ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni, rappresentato nelle dismissioni.

BUSINESS COMBINATION

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2021 relativamente alle business combination FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in) della linea di business Refining & Marketing e del Portafoglio di 13 campi eolici onshore della linea di business Plenitude è di seguito rappresentata.

(€ milioni)	FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in) Allocazione provvisoria	FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in) Allocazione definitiva	Portafoglio di 13 campi eolici onshore Allocazione provvisoria	Portafoglio di 13 campi eolici onshore Allocazione definitiva
Attività correnti	23	23	32	32
Immobili, impianti e macchinari	38	144	423	209
Attività immateriali	2	2	9	213
Goodwill	80	9	302	308
Altre attività non correnti	13	13	34	34
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(14)	(14)	(215)	(214)
Passività correnti e non correnti	(9)	(44)	(100)	(97)
Effetto netto degli investimenti	133	133	485	485
Interessenze di terzi	(1)	(1)		
Totale prezzo di acquisto	132	132	485	485

24 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

L'ammontare delle garanzie e degli impegni e rischi non hanno subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2021 ad eccezione: (i) della garanzia rilasciata nell'interesse di Saipem SpA per €898 milioni a beneficio del consorzio bancario che ha concesso una liquidity facility alla società. La garanzia prevede commissioni a condizioni di mercato. Nel mese di luglio, a seguito del rimborso della linea di credito ed estinzione del relativo contratto di finanziamento da parte di Saipem SpA la garanzia è stata cancellata; (ii) dell'incremento di €760 milioni dei rischi di custodia di beni di terzi a seguito dell'aumento dei prezzi delle commodity energetiche.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Per la gestione dei rischi finanziari si fa rinvio a quanto riportato nella Relazione finanziaria annuale 2021. Di seguito si riportano gli aggiornamenti relativi al "Rischio di mercato – Liquidità strategica" e al "Rischio di liquidità".

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Al 30 giugno 2022 il rating medio del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A- in lieve miglioramento rispetto al 31 dicembre 2021 (A-/BBB+).

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel I semestre 2022 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2021) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, 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)	I semestre 2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	9,05	3,36	5,15	8,51	11,04	1,29	3,32	3,66
Tasso di cambio ^(a)	0,95	0,09	0,27	0,21	0,28	0,11	0,18	0,12

^(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

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

(€ milioni)	I semestre 2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	760,76	74,60	374,42	711,25	42,76	2,91	23,80	2,91
Trading ^(b)	1,63	0,01	0,27	0,45	1,03	0,12	0,37	0,20

^(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, Green\Traditional Refining & Marketing, Eni Plenitude, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). 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 i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M, GTR&M e di Plenitude nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

^(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels e Eni Global Energy Markets (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

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

(€ milioni)	I semestre 2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,30	0,23	0,26	0,24	0,40	0,29	0,33	0,30

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

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

(\$ milioni)	I semestre 2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro ^(b)	0,13	0,07	0,10	0,07	0,14	0,05	0,11	0,13

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

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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 30 giugno 2022 il programma risulta utilizzato per circa €15,9 miliardi (di cui Eni SpA per €13,5 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo termine 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. Non ci sono state variazioni nel corso del 2022.

Al 30 giugno 2022, Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €5.600 milioni. Le linee di credito committed totali sono pari a €5.127 milioni (di cui €5.000 milioni in capo a Eni

SpA) di cui non utilizzate per €5.021 milioni; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	
Passività finanziarie	5.485	2.906	2.239	2.619	3.285	11.087	27.621
Passività per beni in leasing	450	685	499	391	330	2.499	4.854
Passività per strumenti finanziari derivati	26.912	92	43	52	36	81	27.216
	32.847	3.683	2.781	3.062	3.651	13.667	59.691
Interessi su debiti finanziari	280	479	399	372	297	944	2.771
Interessi su passività per beni in leasing	135	220	195	175	159	791	1.675
	415	699	594	547	456	1.735	4.446
Garanzie finanziarie	2.613						2.613

La passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €778 milioni alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

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

(€ milioni)	Anni di scadenza		
	2022	Oltre	Totale
Debiti commerciali	16.202		16.202
Altri debiti e anticipi	4.991	212	5.203
	21.193	212	21.405

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay 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 sottostanti 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.

Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2022 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	296	375	348	412	553	10.915	12.899
Costi relativi a fondi ambientali	389	359	287	243	203	750	2.231
Impegni di acquisto ^(b)	26.607	34.774	27.819	23.411	18.741	79.812	211.164
- Gas							
Take-or-pay	24.716	33.540	27.055	22.952	18.476	79.410	206.149
Ship or pay	496	585	486	432	259	377	2.635
- Altri impegni di acquisto	1.395	649	278	27	6	25	2.380
Altri Impegni	2					104	106
- Memorandum di intenti Val d'Agri	2					104	106
Totale ^(c)	27.294	35.508	28.454	24.066	19.497	91.581	226.400

(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.

(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni delle società classificate come destinate alla vendita per €723 milioni.

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
30.06.2022			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	21.560	2.456	19.104
Altre attività correnti	38.094	12.467	25.627
Altre attività non correnti	6.339	4.890	1.449
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	23.649	2.456	21.193
Altre passività correnti	43.116	12.467	30.649
Altre passività non correnti	7.442	4.890	2.552
31.12.2021			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	20.461	1.611	18.850
Altre attività correnti	20.791	7.157	13.634
Altre attività non correnti	1.031	2	1.029
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	23.331	1.611	21.720
Altre passività correnti	22.913	7.157	15.756
Altre passività correnti	2.248	2	2.246

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €2.157 milioni (€1.540 milioni al 31 dicembre 2021) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €299 milioni (€71 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €17.357 milioni (€7.159 milioni al 31 dicembre 2021).

Contenziosi

La Relazione Semestrale redatta in forma "condensed" ai sensi dello IAS 34 presuppone la conoscenza della Relazione Finanziaria Annuale di cui costituisce, in linea di massima, un aggiornamento per gli sviluppi successivi. Nel primo semestre 2022 non si sono verificati sviluppi significativi nei procedimenti di cui la Società è parte, tali da comportare un aumento del grado di rischio o delle potenziali perdite ad essi associate. Pertanto, per la rappresentazione della situazione dei contenziosi di cui è parte Eni si rinvia al contenuto della nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi del Bilancio consolidato della Relazione Finanziaria

Annuale 2021 dove sono oggetto d'informativa i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Per quanto riguarda gli sviluppi registrati nel semestre si segnala:

- in relazione al procedimento penale presso la Procura della Repubblica di Milano avente a oggetto un presunto reato di corruzione internazionale nell'ambito dell'assegnazione a Eni del Blocco petrolifero OPL 245 in Nigeria nel 2011, la rinuncia all'appello da parte della Procura Generale di Milano, che ha sancito il passaggio in giudicato della sentenza di assoluzione di primo grado pronunciata nel marzo 2021 nei confronti della persona giuridica Eni e dei suoi manager, che pertanto diventa definitiva;
- in relazione alla complessa vicenda della bonifica del sito di Cengio e del lungo contenzioso in essere con il MATTM, la sentenza di primo grado favorevole alla controllata Eni responsabile delle attività di bonifica e proprietaria del sito che ha respinto le richieste dei ricorrenti sul presupposto che la stessa non possa essere considerata successore del precedente proprietario del sito quando questo era operativo;
- in relazione al procedimento penale 12333/2017 promosso dalla Procura della Repubblica di Milano, il provvedimento della Procura di stralcio dal procedimento, ai fini di una successiva richiesta di archiviazione, in relazione alle posizioni di Eni SpA, dell'Amministratore Delegato, del Director Human Capital & Procurement Coordination e del Responsabile della Security di Eni SpA, a conferma della loro estraneità dalle contestazioni contenute nell'avviso di conclusioni indagini del dicembre 2021;
- in relazione alla complessa vicenda penale per diversi presunti reati ambientali, riuniti in un solo fascicolo, occorsi presso il SIN di Mantova, la cui proprietà passò di mano da Montedison a Eni nell'ambito dell'operazione Enimont negli anni '90, a conclusione della fase di udienza preliminare il GUP di Mantova il 29 aprile 2022 ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison responsabili amministrativi ai sensi del D.Lgs. 231/01. Il procedimento è in corso.

Rispetto alla chiusura della Relazione Finanziaria Annuale 2021 e la presente Relazione Semestrale, la Società è divenuta parte dei seguenti nuovi contenziosi:

(i) Versalis SpA - Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS SpA - Priolo Gargallo. La Procura della Repubblica di Siracusa sta indagando in merito a presunti reati di disastro ambientale e di violazione della normativa in materia di scarichi, secondo l'assunto accusatorio in corso di consumazione, a carico di due ex direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, con allora ruolo dirigenziale in Priolo Servizi, in relazione al sistema di scarichi dei reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS SpA.

Le persone giuridiche Versalis e Priolo Servizi, nonché altre società coinsediate nel sito, risultano Enti indagati ai sensi del D. Lgs. 231/01. In data 15 giugno 2022 venivano notificati l'ordinanza di applicazione di misura cautelare e il decreto di sequestro preventivo con i quali il Giudice per le Indagini Preliminari presso il Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS SpA, con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro. Con il medesimo atto, veniva, altresì, disposta nei confronti di vari soggetti indagati la misura interdittiva del divieto di svolgere mansioni nelle società coinvolte nelle indagini, nonché presso imprese concorrenti o comunque operanti nel medesimo settore produttivo, per la durata di 12 mesi. Nella stessa data veniva inoltre, notificato a Versalis una "Richiesta di Consegna" emessa dalla Procura della Repubblica in relazione a protocolli attuativi dei modelli organizzativi nonché ad ogni eventuale documentazione correlata di rilievo in materia D.Lgs.231/01 e Versalis provvedeva a consegnare tempestivamente i documenti richiesti. La società sta valutando di presentare una nota tecnica volta a dimostrare che il contributo di Versalis all'impianto di depurazione gestito da IAS è pienamente rispettoso delle norme e in ogni caso irrilevante rispetto all'ipotesi accusatoria. Tale nota è finalizzata ad ottenere la prosecuzione dell'esercizio dell'impianto di depurazione.

(ii) Eni Rewind SpA – Priolo – Cause civili malformazioni. Nel mese di febbraio 2022 Eni Rewind è convenuta in giudizio innanzi al Tribunale di Siracusa da parte di due ricorrenti cittadini di Augusta (SR), i quali chiedono l'accertamento delle responsabilità e la condanna al risarcimento dei danni derivanti da gravi

malformazioni asseritamente riconducibili all'inquinamento derivante dagli sversamenti di mercurio dell'impianto cloro-soda dello stabilimento di Priolo. La richiesta di risarcimento ammonta a complessivi €800.000 per ciascuno degli attori.

Eni Rewind si è costituita in giudizio il 9 giugno 2022 e svolgerà domanda di chiamata in causa e manleva nei confronti di Edison, tenuto conto che l'impianto cloro-soda è pervenuto al gruppo Eni nell'ambito dell'operazione Enimont, dunque in epoca successiva alla asserita esposizione al mercurio da parte degli attori, avvenuta necessariamente tra il 1972 e il 1975 (anni di nascita degli attori). Il procedimento è in corso.

(iii) Eni SpA (R&M) – Raffineria di Taranto - Procedimento penale per violazione accertamento accise. Il procedimento è relativo alla presunta sottrazione all'accertamento fiscale per il relativo versamento delle accise del prodotto energetico movimentato in un serbatoio della raffineria di Taranto.

A esito della fase delle indagini preliminari, risultano indagati l'allora direttore della raffineria e altri tre dipendenti per una presunta, continuata sottrazione all'accertamento delle accise, in concorso, in ragione di plurime movimentazioni dal serbatoio oggetto di indagine, il cui misuratore è stato posto sotto sequestro, nel periodo dal 30 giugno al 9 settembre 2021. Il procedimento è in corso.

25 RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Totale
I semestre 2022						
Ricavi da clienti terzi	6.194	18.568	29.389	9.442	92	63.685
Ricavi per area geografica:						
Italia	298	9.784	9.454	7.143	34	26.713
Resto dell'Unione Europea		3.789	8.119	2.287	1	14.196
Resto dell'Europa	22	3.857	6.666		18	10.563
Americhe	153		3.057	4	6	3.220
Asia	1.016	1.094	2.035	8	9	4.162
Africa	4.662	44	56		24	4.786
Altre aree	43		2			45
	6.194	18.568	29.389	9.442	92	63.685
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	2.776		10.273			13.049
- Vendita prodotti petroliferi	554		14.518			15.072
- Vendita gas naturale e GNL	2.758	18.346	30	3.153		24.287
- Vendita prodotti petrolchimici			3.767		3	3.770
- Vendita altri prodotti	26	17	221	5.420	1	5.685
- Servizi	80	205	580	869	88	1.822
	6.194	18.568	29.389	9.442	92	63.685
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	6.046	18.486	29.250	9.343	29	63.154
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	148	82	139	99	63	531
I semestre 2021						
Ricavi da clienti terzi	4.035	4.789	17.444	4.421	99	30.788
Ricavi per area geografica:						
Italia	15	2.144	10.892	3.162	40	16.253
Resto dell'Unione Europea		895	2.923	1.254	1	5.073
Resto dell'Europa	56	977	540		17	1.590
Americhe	167		1.640	1	4	1.812
Asia	690	719	1.416	4	10	2.839
Africa	3.049	54	32		26	3.161
Altre aree	58		1		1	60
	4.035	4.789	17.444	4.421	99	30.788
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	1.742		6.464			8.206
- Vendita prodotti petroliferi	378		7.701			8.079
- Vendita gas naturale e GNL	1.778	4.615	15	1.589		7.997
- Vendita prodotti petrolchimici			2.816	3		2.819
- Vendita altri prodotti	33	2	22	1.757	4	1.818
- Servizi	104	172	426	1.072	95	1.869
	4.035	4.789	17.444	4.421	99	30.788
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	3.889	4.712	17.256	4.420	37	30.314
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	146	77	188	1	62	474

Maggiori informazioni sui ricavi della gestione caratteristica per settore di attività sono indicate alla nota n. 31 - Informazioni per settore di attività.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

26 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	39.406	15.768
Costi per servizi	5.331	5.153
Costi per godimento di beni di terzi	868	517
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	479	147
Altri oneri	894	610
	46.978	22.195
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(96)	(78)
	46.882	22.117

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €105 milioni (€102 milioni nel primo semestre 2021).

COSTO LAVORO

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Costo lavoro	1.605	1.544
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(57)	(51)
	1.548	1.493

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

27 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	3.456	1.831
Oneri finanziari	(3.805)	(2.105)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(91)	19
Strumenti finanziari derivati	(88)	(218)
	(528)	(473)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(241)	(234)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(59)	(44)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(171)	(153)
Interessi attivi verso banche	5	2
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	6
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(91)	19
	(549)	(404)
Differenze attive (passive) di cambio	180	246
Strumenti finanziari derivati	(88)	(218)
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	13	32
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	47	27
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(70)	(75)
Altri proventi (oneri) finanziari	(61)	(81)
	(71)	(97)
	(528)	(473)

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

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 10 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 20 – Strumenti finanziari derivati.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - Rapporti con parti correlate.

28 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le informazioni relative alle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono riportate alla nota n. 13 - Partecipazioni.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Dividendi	151	66
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	434	
Altri proventi (oneri) netti	74	(16)
	659	50

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €113 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €20 milioni (rispettivamente, €36 milioni e €14 milioni nel I semestre 2021).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €432 milioni alle plusvalenze realizzate a seguito della quotazione, attraverso una IPO presso la borsa di Oslo, della partecipata Vår Energi ASA e alle successive vendite effettuate sul mercato.

29 IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Imposte correnti	4.264	1.747
Imposte differite nette	631	98
	4.895	1.845

Le imposte correnti sono riferite a società italiane per €736 milioni (€147 milioni nel primo semestre 2021) ed includono un onere d'imposta di €546 milioni a titolo di contributo solidaristico straordinario una tantum come previsto dalla legge n. 51 del 20 maggio u.s. (conversione del D.L. 21 del 21 marzo "c.d. Decreto Ucraina", come integrato dal DL 50 del 17 maggio "Aiuti") per l'esercizio fiscale 2022.

30 UTILE PER AZIONE

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile netto del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile netto del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 30 giugno 2022 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017-2019 e 2020-2022.

Ai fini della determinazione dell'utile per azione semplice e diluito, l'utile netto del periodo di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.

La determinazione dell'utile per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		I semestre 2022	I semestre 2021
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		3.538.314.183	3.572.549.651
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		5.771.663	5.310.140
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		3.544.085.846	3.577.859.791
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni)	7.398	1.103
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(54)	(40)
Utile netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	7.344	1.063
Utile per azione semplice	(ammontari in € per azione)	2,08	0,30
Utile per azione diluito	(ammontari in € per azione)	2,07	0,30

31 INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

La struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO₂. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO₂.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del bio-metano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Eni Rewind (Ambiente) ed Eni Plenitude, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information dell'Eni al 30 giugno 2022 è articolata nei seguenti reportable segment:

Exploration & Production: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO₂.

Global Gas & LNG Portfolio (GGP): attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

Refining & Marketing e Chimica: attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.

Plenitude & Power: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

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

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
I semestre 2022							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	16.196	22.837	29.685	9.967	860		
a dedurre: ricavi infrasettori	(10.002)	(4.269)	(296)	(525)	(768)		
Ricavi da terzi	6.194	18.568	29.389	9.442	92		63.685
Risultato operativo	9.123	(2.060)	2.279	2.613	(419)	(214)	11.322
I semestre 2021							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	8.921	5.943	17.584	4.742	812		
a dedurre: ricavi infrasettori	(4.886)	(1.154)	(140)	(321)	(713)		
Ricavi da terzi	4.035	4.789	17.444	4.421	99		30.788
Risultato operativo	3.665	(240)	(115)	828	(294)	13	3.857

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
30.06.2022							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	66.929	9.912	17.146	9.042	1.494	(922)	103.601
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							59.776
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.798	8.052	8.547	3.651	3.586	(167)	41.467
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							69.898
31.12.2021							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	61.753	10.022	13.326	8.343	1.439	(591)	94.292
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							43.473
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.046	10.072	6.796	3.786	3.338	(49)	40.989
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							52.257

^(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

^(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

32 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) 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;
- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei, costituita, su iniziativa di Eni, 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.

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 della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2022" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

30.06.2022				I semestre 2022			
		Credit e altre attività	Debit e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione	(€ milioni)						
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		19	89			107	
Angola LNG Ltd						78	
Angola LNG Supply Services Llc				195			
Coral FLNG SA		9		1.395	6		
Gruppo Saipem		16	120	9	3	42	
Karachaganak Petroleum Operating BV		27	196			590	
Mellitah Oil & Gas BV		60	325		3	99	
Petrobel Belayim Petroleum Co		47	719			417	
Société Centrale Electrique du Congo SA		60			33		
Società Oleodotti Meridionali SpA		8	419		8	6	
Vår Energi ASA		155	622	503	49	1.918	(168)
Altre (*)		152	42	1	81	173	
		553	2.532	2.103	183	3.430	(168)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				195			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		132	1	1	8		
Altre		12	10	12	6	8	
		144	11	208	14	8	
		697	2.543	2.311	197	3.438	(168)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		1.395	1.227		57	194	399
Gruppo Italgas		1	44		2	244	
Gruppo Snam		315	25		449	506	
Gruppo Terna		105	135		242	269	(2)
GSE - Gestore Servizi Energetici		508	201		2.529	1.661	1.136
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA					60		
Altre (*)		10	45		16	54	
		2.334	1.677		3.355	2.928	1.533
Altri soggetti correlati							
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»		200	101		17	164	
Totale		3.231	4.323	2.311	3.569	6.545	1.365

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

31.12.2021				I semestre 2021			
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		13	57			82	
Angola LNG Ltd						69	
Angola LNG Supply Services Llc				179			
Coral FLNG SA		17		1.260	18		
Gruppo Saipem		4	134	9	6	115	
Karachaganak Petroleum Operating BV		24	213			453	
Mellitah Oil & Gas BV		65	290		7	67	
Petrobel Belayim Petroleum Co		24	391			264	
Société Centrale Electrique du Congo SA		50			31		
Società Oleodotti Meridionali SpA		6	396		8	6	
Vår Energi AS		62	526	495	49	821	(60)
Altre (*)		137	53	2	39	115	
		402	2.060	1.945	158	1.992	(60)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				179			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		124	1	1	4		
Altre		10	5	10	4	4	
		134	6	190	8	4	
		536	2.066	2.135	166	1.996	(60)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		583	461		21	276	160
Gruppo Italgas		1	49		2	374	
Gruppo Snam		160	152		30	516	1
Gruppo Terna		51	85		96	148	
GSE - Gestore Servizi Energetici		311	125		523	363	151
Altre		10	33		13	29	
		1.116	905		685	1.706	312
Altri soggetti correlati			2		19		
Grouperment Sonatrach – Eni «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»			170	79			
Totale		1.822	3.052	2.135	851	3.721	252

(*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni «GSE», e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisto di GNL da Angola LNG Ltd;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Angola LNG Supply Services Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;

- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

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

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- 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;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, 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. 249/2012, 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;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €11 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €2 milioni e €2 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

		30.06.2022			I semestre 2022	
Denominazione	(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Cardón IV SA		234	11		8	3
Coral FLNG SA		377				57
Coral South FLNG DMCC				1.540		1
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.147	59		22	8
Gruppo Saipem			88	898	14	1
Altre (*)		55	16	1	21	8
		1.813	174	2.439	65	78
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		41	36		1	1
		41	36		1	1
Imprese controllate dallo Stato						
Enel			118			
Altre		2	15			
		2	133			
Totale		1.856	343	2.439	66	79

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

		31.12.2021			I semestre 2021	
Denominazione	(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Cardón IV SA		199	2		15	2
Coral FLNG SA		383			4	1
Coral South FLNG DMCC				1.413		
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.008	72			
Altre (*)		70	43		12	37
		1.660	117	1.413	31	40
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		38	34			
		38	34			
Imprese controllate dallo Stato						
Enel			109			
Altre		2	17			
		2	126			
Totale		1.700	277	1.413	31	40

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

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG;
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione e la garanzia rilasciata a beneficio del consorzio bancario che ha concesso una liquidity facility alla Saipem SpA.

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

- i debiti finanziari per marginazione su contratti derivati verso il gruppo Enel.

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 dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	30.06.2022			31.12.2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	2.689	47	1,75	4.308	55	1,28
Crediti commerciali e altri crediti	19.104	1.964	10,28	18.850	1.301	6,90
Altre attività correnti	25.627	1.243	4,85	13.634	492	3,61
Altre attività finanziarie non correnti	2.081	1.809	86,93	1.885	1.645	87,27
Altre attività non correnti	1.449	24	1,66	1.029	29	2,82
Passività finanziarie a breve termine	5.250	244	4,65	2.299	233	10,13
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	451	20	4,43	1.781	21	1,18
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	835	60	7,19	948	17	1,79
Debiti commerciali e altri debiti	21.193	2.709	12,78	21.720	2.298	10,58
Altre passività correnti	30.649	1.174	3,83	15.756	339	2,15
Passività finanziarie a lungo termine	22.016	6	0,03	23.714	5	0,02
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.070	13	0,32	4.389	1	0,02
Altre passività non correnti	2.552	440	17,24	2.246	415	18,48

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

(€ milioni)	I semestre 2022			I semestre 2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	63.685	3.497	5,49	30.788	835	2,71
Altri ricavi e proventi	618	72	11,65	651	16	2,46
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(46.882)	(6.536)	13,94	(22.117)	(3.702)	16,74
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(165)			(67)	(3)	4,48
Costo lavoro	(1.548)	(9)	0,58	(1.493)	(16)	1,07
Altri proventi (oneri) operativi	(774)	1.365	..	48	252	..
Proventi finanziari	3.456	66	1,91	1.831	31	1,69
Oneri finanziari	(3.805)	(79)	2,08	(2.105)	(40)	1,90

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

(€ milioni)	I semestre 2022	I semestre 2021
Ricavi e proventi	3.569	851
Costi e oneri	(6.047)	(3.383)
Altri proventi (oneri) operativi	1.365	252
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(414)	(323)
Interessi	30	19
Flusso di cassa netto da attività operativa	(1.497)	(2.584)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(498)	(335)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	164	64
Variazione crediti finanziari	(19)	(49)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(353)	(320)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(7)	29
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(7)	29
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(1.857)	(2.875)

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

(€ milioni)	I semestre 2022			I semestre 2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	7.281	(1.497)	..	4.093	(2.584)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.630)	(353)	21,66	(4.133)	(320)	7,74
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.062)	(7)	0,23	325	29	8,92

33 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel primo semestre 2022 e 2021 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel primo semestre 2022 e 2021 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

35 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Il 15 luglio è stato perfezionato l'aumento del capitale sociale della Saipem SpA da €2 miliardi al quale Eni ha contribuito in proporzione alla partecipazione per l'ammontare di €624 milioni, di cui €458 erano stati versati a marzo 2022 in conto futuro aumento di capitale sociale, il resto è stato versato al closing.

Nelle more dell'operazione e successivamente al perfezionamento della stessa, il titolo Saipem ha subito una forte penalizzazione di borsa che riflette fattori esogeni e fattori specifici della società:

- la rilevante correzione dei mercati azionari globali registrata a giugno sui timori di ripresa dell'inflazione e di rallentamento del ciclo macroeconomico e quindi di contrazione degli earnings, con impatti amplificati sui titoli «sottili», a elevato beta come Saipem;
- la correzione del prezzo del petrolio trainata dai fattori macro che ha determinato una flessione relativamente più severa del settore oil e di quello dei servizi;
- le caratteristiche dell'aumento di capitale di Saipem, fortemente diluitivo;
- infine, il fatto che il consorzio di garanzia del collocamento formato dalle banche abbia sottoscritto una porzione significativa dell'aumento di capitale, pari a circa il 30%, dichiarando poi l'intenzione di dismettere le azioni sottoscritte, creando conseguentemente un "overhang" sul titolo.

Per effetto di tali fattori, nei giorni successivi al perfezionamento dell'operazione, la capitalizzazione di borsa di Saipem ha perso circa il 30% rispetto al valore costituito dallo stesso aumento di capitale, considerato che poco prima dell'aumento la capitalizzazione era quasi pari a zero. L'andamento del titolo Saipem successivamente alla chiusura del semestre non costituisce un "adjusting event". Eni ritiene che l'andamento di borsa, chiaramente condizionato nel breve termine dagli sviluppi descritti, non rappresenti un parametro affidabile per la valutazione della partecipazione.

Considerata la solidità del piano industriale presentato da Saipem agli azionisti di riferimento quale base per l'aumento di capitale, Eni ritiene al momento che il patrimonio netto contabile post aumento della partecipata rappresenti la migliore stima del valore d'uso corrente.

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 consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022, nel corso del primo semestre 2022.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022 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 consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2022:
 - 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 e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

28 luglio 2022

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Agli azionisti della
Eni SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) al 30 giugno 2022. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n° 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Eni al 30 giugno 2022, non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 5 agosto 2022

PricewaterhouseCoopers SpA


Massimo Rota
(Revisore legale)

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 229601 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - Brescia 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - Genova 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - Pescara 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 30 Giugno 2022

Partecipazioni di Eni SpA al 30 Giugno 2022

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 30 Giugno 2022, 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 30 Giugno 2022, 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	70	231	301						
Imprese consolidate joint operation				3	7	10			
Partecipazioni di imprese consolidate ^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	4	35	39	26	56	82			
Valutate con il metodo del costo	5	5	10	4	28	32			
Valutate con il metodo del fair value							3	23	26
	9	40	49	30	84	114	3	23	26
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllate		1	1		4	4			
Possedute da imprese a controllo congiunto					4	4			
		1	1		8	8			
Totale	79	272	351	33	99	132	3	23	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 30 Giugno 2022 Eni controlla 6 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.

Le suddette 6 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 2022 saranno oggetto di revisione contabile.

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	26,21
					Ministero dell'Economia e delle Finanze	4,41
					Eni SpA	1,35
					Altri Soci	68,03

IMPRESE CONTROLLATE

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o 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 Petroliera 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.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agip Caspian 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.
Angola JV Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	200.000	Eni International BV	100,00		P.N.
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 ⁽¹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV ⁽³⁾	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	24.136.336	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.

(*) 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 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 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 di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
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 Bukit 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 Ganai 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 Ganai 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.
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.

(*) 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 di valutazione (*)
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 ⁽⁴⁾	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.
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		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.

(a) azioni senza valore nominale.

(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 di valutazione (*)
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 leoc Exploration BV leoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	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 North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai 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 LLC	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.
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.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozamb. 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.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	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.

(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 di valutazione (*)
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 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 ^(a)	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 Ganai 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 Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
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.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	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.

(a) azioni senza valore nominale.

(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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
leoc 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		P.N.
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 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 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 - Scogat 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 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	Eni 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 Quadruvium 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.
EniBioCh4in Service BioGas Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesto	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
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 Vigeveno 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	% Possesto	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o 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	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
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.

(*) 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 di valutazione (*)
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	100,00	C.I.
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.

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

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	446.050.728,65	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
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.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Asian Compounds Ltd	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	HKD	1.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	1.577.971.200	Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Finproject Asia Ltd ⁽⁹⁾	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.
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.

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

(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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
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 Deutsch. 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.

PLENITUDE & POWER

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
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 Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,19 ^(a) 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 New Energy SpA	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	9.296.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	770.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	70,52 29,48	70,52	C.I.
Evolvere 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.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni Plenitude 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 Plenitude SpA SB 100,00

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Aleria Solar SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Alpinia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Argon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. 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	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Bonete Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Brazoria Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Brazoria County Solar Project Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Brazoria HoldCo Llc	100,00	55,85	C.I.
Brazoria HoldCo Llc	Dover (USA)	USA	USD	49.664.374	Brazoria Class B Soci Terzi	55,85 44,15	55,85	C.I.
Camelia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Celtis Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Corazon Energy Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Corazon Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Corazon Tax Eq. Part. Llc	100,00	92,09	C.I.
Corazon Energy Services Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00		P.N.
Corazon Tax Equity Partnership Llc	Dover (USA)	USA	USD	199.280.023,71	Corazon En. Class B Llc Soci Terzi	92,09 7,91	92,09	C.I.
Desarrollos Empresariales Illas SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude Re. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Desarrollos Energéticos Riojanos SL	Villarcayo de de Castilla la Vieja (Spagna)	Spagna	EUR	876.042	Eni Plenitude SpA SB Energías Amb. Outes	60,00 40,00	100,00	C.I.
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	1.037.350	Eni Plenitude SpA SB	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 di valutazione (*)
Energías Ambientales de Outes SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	643.451,49	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Energías Alternativas Eolicas Riojanas SL	Logroño (Spagna)	Spagna	EUR	2.008.901,71	Eni Plenitude SpA SB Desarrollos Energéticos	57,50 42,50	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	4	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Holding Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Eni New En. US Inv. Inc	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Plenitude 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.
Eni Plenitude Iberia SLU (ex Aldro Energía y Soluciones SLU)	Santander (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Operations France SAS (ex Dhamma Energy SAS)	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.116.489,72	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables France SAS (ex Dhamma Energy Development SAS)	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	51.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	627.464	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Luxembourg Sàrl (ex Dhamma Energy Group Sàrl)	Dudelange (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	10.253.560	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Spain SLU (ex Dhamma Energy Management SLU)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.680	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Rooftop France SAS (ex Dhamma Energy Rooftop SAS)	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Guajillo Energy Storage Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US H. Llc	100,00	100,00	C.I.
Holding Lanás Solar Sàrl	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Instalaciones Martínez Díez SLU	Torrelavega (Spagna)	Spagna	EUR	18.030	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Ixia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Krypton SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	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 di valutazione (*)
Lanas Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Holding Lanas Solar Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Membrio Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Olea Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Opalo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Pistacia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
POP Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV1 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	14.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV2 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	14.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV3 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	14.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV4 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	13.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV5 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	13.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV6 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV7 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	31.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV8 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV9 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV10 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	18.800	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV11 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	25.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV12 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV13 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	30.900	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV14 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	39.900	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV15 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV16 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV17 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	10.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV18 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	5.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV19 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	12.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV20 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	12.200	Eni Plen. Renew. Hellas	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 di valutazione (*)
Tebar Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Xenon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.500.100	Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi	0,01 ^(a) 99,99	100,00	C.I.
Zinnia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o 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	700.000.000	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.

(a) Quota di controllo: Eni Plenitude Operations France SAS 100,00

CORPORATE E ALTRE ATTIVITA'

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
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 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.
Eniverse Ventures Srl (ex Eni Nuova Energia Srl)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
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 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. (in liquidazione)	Carson City (USA)	USA	USD	15.000	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.
Eni Finance USA Inc (in liquidazione)	Dover (USA)	USA	USD	2.500.000	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 di valutazione (*)
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	321.862.263,98	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.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o 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.

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 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 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	5.917.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		Co.
Ashrafi Island Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz 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 Mozamb. 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 Mozamb. 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 Mozamb. 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.
El Tamsah 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.

(*) 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.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
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.
Meleilha 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 ASA	100,00		
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0 ^(a)	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00		
Raml 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 Investments (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozamb. LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		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) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozamb. 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 Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	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 ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Solenova Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1.580.000	Eni E&P Holding BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
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 ASA ^{(#) (†)}	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	63,08 36,92		P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi ASA	100,00		
VIC CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co ^(†) (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.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Mariconsult SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmed SpA ^(†)	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 di valutazione (*)
Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	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 ^(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
DLNG Services SAE ^(†) (ex SEGAS Services SAE)	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.
GreenStream BV ^(†)	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.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^(†) ⁽¹⁰⁾	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.

(10) 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 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 Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA ^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram 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 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.
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH ^(†)	Schwedt (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 Carbueroil SA ^(†)	Monteceneri (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		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 di valutazione (*)
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 Routex BV Soci Terzi	20,00 ^(a) 20,00 60,00		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 ^(b) 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:	Eni International BV	25,00
	Soci Terzi	75,00
(b) Quota di Controllo:	Ecofuel SpA	50,00
	Soci Terzi	50,00

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	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 ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.304.464	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,61 11,51 10,63 58,25		P.N.
Matrica SpA ^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	20.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Meliilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	37,22 5,65 57,13		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	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 Scarl	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 di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o 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 Chem-invest Llp ^(†)	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 di valutazione (*)
E-Prosume Srl ^(†) (in liquidazione)	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 Plenitude 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 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	Eni Plen. Op. Fr. 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.
Doggerbank Offshore Wind Farm Project 3 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.
EnerOcean SL ^(†)	Malaga (Spagna)	Spagna	EUR	409.784	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Fotovoltaica Escudero SL	Valencia (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA ^(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni Plenitude 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.
OVO Energy (France) SAS	Parigi (Francia)	Francia	EUR	6.748.592,66	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	0,25 99,75		P.N.
POW - Polish Offshore Wind-Co Sp zoo ^(†)	Varsavia (Polonia)	Polonia	PLN	5.000	Eni En. Solutions BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Vårgrønn AS ^(†)	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	NOK	200.000	Eni En. 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 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 ATTIVITA'

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl ^(†)	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Saipem SpA ^{(#) (†)}	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	460.208.914,80	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(a) 2,11 67,35		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Avanti Battery Company	Natick (USA)	USA	USD	1.090,29	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
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.
Form 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 ^(†)	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.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
HEA SpA ^(†)	Bologna	Italia	EUR	50.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
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.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

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

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
BF SpA ^(#)	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 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 ^(a)	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 Company 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.

(#)

(a)

Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o 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.

(*) 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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	6.863.493	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	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.
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.
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 Gestion 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 Ruemlang AG	Ruemlang (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.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITA'

Corporate e Società finanziarie

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
New Energy One Acquisition Corporation Plc ^(#)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	71.875	Eni International BV Soci Terzi	3,92 96,08	F.V.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o di valutazione (*)
Ottana Sviluppo ScpA (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.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 32)

Brazoria Class B Member Llc	Dover	Plenitude	Soprawenuta rilevanza
Brazoria HoldCo Llc	Dover	Plenitude	Soprawenuta rilevanza
Corazon Energy Class B Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Corazon Energy Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Corazon Tax Equity Partnership Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth	Plenitude	Soprawenuta rilevanza
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth	Plenitude	Soprawenuta rilevanza
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth	Plenitude	Soprawenuta rilevanza
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth	Plenitude	Soprawenuta rilevanza
Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA	Atene	Plenitude	Acquisizione
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	Città del Messico	Refining & Marketing	Soprawenuta rilevanza
Guajillo Energy Storage Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV1 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV2 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV3 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV4 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV5 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV6 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV7 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV8 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV9 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV10 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV11 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV12 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV13 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione

SKGRPV14 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV15 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV16 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV17 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV18 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV19 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV20 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 6)

Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra	Exploration & Production	Soprawenuta irrilevanza
Eni South Africa BV	Amsterdam	Exploration & Production	Soprawenuta irrilevanza
Eolica Lucana Srl	Milano	Plenitude	Fusione
Green Energy Management Services Srl	Roma	Plenitude	Fusione
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Altre attività	Cessione
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico	Exploration & Production	Soprawenuta irrilevanza



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 30 giugno 2022: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

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

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

Contatti

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

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

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

e-mail: investor.relations@eni.com

