

Eni

Relazione
Finanziaria
Semestrale

Consolidata al 30 giugno 2021



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.

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

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.



Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2021



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, 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 sociopolitica 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.

Relazione intermedia sulla gestione

- 4** Highlight
- 8** Principali dati quantitativi ed economico-finanziari
 - Andamento operativo**
 - 10 Exploration & Production
 - 12 Global Gas & LNG Portfolio
 - 14 Refining & Marketing e Chimica
 - 17 Eni gas e luce, Power & Renewables
 - Commento ai risultati e altre informazioni**
 - 20 Commento ai risultati economico-finanziari
 - 41 Fattori di rischio ed incertezza
 - 52 Evoluzione prevedibile della gestione
- 53** Altre informazioni

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

- 56 Schemi di bilancio
- 62 Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato
- 105** Attestazione del management
- 106** Relazione della Società di revisione

Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato

- 108 Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2021
- 142 Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Highlight

Performance finanziaria

- I risultati del primo semestre 2021 sono stati conseguiti in un contesto caratterizzato dal **rafforzamento di tutte le commodities**: il Brent è cresciuto da 40 \$/barile nel primo semestre 2020, per attestarsi a 65 \$/barile nel semestre 2021; i prezzi del gas in Europa sono saliti più del doppio (per il riferimento spot italiano PSV e quello continentale TTF); infine, per il settore della chimica, lo spread polietilene-etilene ha raggiunto quasi 800 \$/tonnellata, massimo valore dal 2015. D'altra parte, lo **scenario di raffinazione** nell'area Europa/Mediterraneo rimane depresso con valori del benchmark SERM ai minimi storici (-0,5 \$/bbl in media nel semestre) per il perdurare degli effetti della pandemia, il forte incremento del costo del greggio (prolungamento tagli OPEC+) e per la contestuale debolezza della domanda dei prodotti, in particolare distillati medi. Nel semestre 2021 il differenziale dei prezzi spot del gas PSV-TTF si riduce a 2 €/mgl mc da 17 €/mgl mc nel semestre 2020.
 - **Utile operativo adjusted di Gruppo in forte recupero**: €3,4 miliardi nel primo semestre, con un incremento di €2,5 miliardi. Il risultato di Gruppo rispetto al 2020 è stato trainato:
 - dalla robusta performance della E&P, che registra un EBIT di €3,2 miliardi in aumento di €3 miliardi grazie alla ripresa dello scenario energetico e ai minori costi, nonostante 110 mila boe/giorno di minore produzione impattata principalmente dalle manutenzioni. Il risultato ha inoltre beneficiato di negoziazioni contrattuali con effetto retroattivo;
 - dal miglior risultato storico della Chimica che registra un EBIT di €241 milioni (+€372 milioni) per effetto della ripresa economica, del miglioramento dei margini dei prodotti e, in tale contesto, dalla performance di produzione che ha consentito di cogliere il rimbalzo della domanda, nonché del contributo della chimica verde;
 - dai solidi risultati del business Eni gas e luce & Renewables con EBIT di €247 milioni (+€74 milioni) per efficacia dell'azione commerciale, crescita base clienti e migliori margini.
- In controtendenza:
- il settore GGP con una perdita operativa adjusted di €6 milioni (€363 milioni di utile nel semestre 2020) per effetto della contrazione degli spread del gas (PSV vs. TTF) e dei benefici una tantum conseguiti nel 2020 per effetto delle ottimizzazioni di portafoglio, in parte compensati dai proventi connessi a rinegoziazioni dei contratti gas;
 - R&M con una perdita di -€171 milioni (utile di €220 milioni dello stesso periodo dell'esercizio precedente), principalmente nel business raffinazione per la perdurante crisi dello scenario dovuta alla pandemia e per l'aumento degli oneri per certificati emissivi.
- **Utile netto adjusted ai livelli pre-COVID**: €1,20 miliardi nel semestre in netto miglioramento rispetto alla perdita di €0,66 miliardi conseguita nel semestre 2020, +€1,9 miliardi, per effetto della performance operativa e della normalizzazione del tax rate (58%) dovuta all'andamento dello scenario upstream e alle migliori previsioni reddituali delle attività green in Italia.
 - **Flusso di cassa operativo (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo)**: €4,76 miliardi che ha finanziato capex netti di €2,91 miliardi (invariati vs. periodo di confronto) con un free cash flow ante circolante di €1,82 miliardi.
 - **Portafoglio**: esborsi netti di circa €0,87 miliardi, che includono il debito acquisito, interamente dedicati all'accelerazione della crescita del portafoglio rinnovabili.
 - **Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16**: €10 miliardi, -€1,5 miliardi vs. 31 dicembre 2020. Leverage in riduzione a 0,25 (0,31 al 31 dicembre 2020).

Politica di remunerazione degli azionisti

- Il Consiglio di Amministrazione ("CdA") Eni, avendo valutato il miglioramento dei fondamentali dello scenario energetico e le prospettive di evoluzione del mercato, ha deliberato uno scenario di riferimento Brent di 65 \$/barile che in funzione della politica di remunerazione degli azionisti, approvata il 18 febbraio u.s., ha determinato:
 - un **dividendo annuale** nell'esercizio fiscale 2021 di €0,86 per azione¹ che cresce di oltre il 100% rispetto al 2020 ritornando a livelli pre-COVID;
 - l'avvio di un **programma di buy-back da €400 milioni**².
- In forza della delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio u.s., il CdA ha deliberato la distribuzione del 50% del dividendo previsionale a titolo di acconto dividendo 2021, pari a €0,43 per azione, con pagamento a settembre³, mediante utilizzo delle riserve disponibili di Eni SpA.

Performance operativa

- **Produzione d'idrocarburi:** 1,65 milioni di boe/giorno, in flessione del 6% rispetto al periodo di confronto a parità di prezzo. Variazione dovuta a maggiore attività di manutenzione in Norvegia, Italia e UK che nel semestre 2020 fu differita, nonché per minore attività in Nigeria e per il declino dei campi maturi. Forte crescita in Egitto trainata da **Zohr** e in Indonesia con lo start-up di **Merakes**.
- Contributo da **avvii/ramp-up** di 50 mila boe/giorno tra i quali Merakes in Indonesia con first gas ad aprile, Berkine in Algeria, Agogo in Angola e il progetto gas Mahani nell'Emirato di Sharjah (EAU).
- Nel primo semestre **scoperte risorse esplorative di 320 milioni di boe**, oltre il 60% del target annuale, con ridotto time-to-market grazie alla strategia focalizzata su aree prossime alle infrastrutture ("infrastructure-led exploration"). **Portafoglio esplorativo** rinnovato con circa 13.000 chilometri quadrati di nuovi permessi in EAU, Vietnam, UK e Norvegia.
- **Crescita del portafoglio clienti retail/business** a 9,95 milioni di punti di fornitura in aumento di 250 mila pdf rispetto a fine 2020 (circa +3%) grazie allo sviluppo organico in Francia/Grecia e al closing dell'acquisizione del 100% della società **Aldro Energía** attiva nel mercato retail della Spagna.
- Al 30 giugno 2021 la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 331 MW; +8% rispetto al 31 dicembre 2020. A fine anno si prevede capacità rinnovabile installata e in costruzione pari a 2 GW, in forte aumento rispetto alla precedente previsione di circa 1 GW. Inoltre, anche grazie alle recenti acquisizioni, si stima una capacità installata in crescita da 0,7 GW a 1,2 GW a fine 2021.

Operazioni di portafoglio

- Nell'ambito delle **azioni di razionalizzazione del portafoglio upstream** è stato firmato con bp un memorandum d'intesa per valutare la combinazione dei rispettivi portafogli upstream in Angola, realizzando una joint venture secondo il modello Vår Energi. In Pakistan cedute a un operatore locale attività Eni nel Paese relative ad otto licenze di sviluppo e produzione e quattro licenze di esplorazione. In Nigeria ceduto il blocco onshore in produzione e sviluppo OML 17 (Eni 5%).
- Nel settore GGP, finalizzati a marzo gli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della JV Unión Fenosa Gas con i partner egiziani. Eni, attraverso la ristrutturazione di Unión Fenosa Gas, ha rilevato la quota del 50% nell'impianto di Damietta e della relativa capacità di liquefazione, nonché le attività di commercializzazione del gas in Spagna detenute da UFG. L'approvvigionamento egiziano

¹ In linea con la dividend policy annunciata al mercato il 19 febbraio u.s. in occasione della strategy presentation (v. pag. 31) di cui al seguente URL <https://eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2021/strategy-4q-2020/strategy-2021-2024.pdf>.

² Le modalità di attuazione del programma di acquisto delle azioni proprie sono illustrate in questa Relazione nella sezione "Altre Informazioni – Avvio del programma di buy-back".

³ Data stacco cedola 20 settembre 2021 (record date 21 settembre), messa in pagamento 22 settembre.

consolida la strategia di sviluppo integrato di Eni aumentandone i volumi e la flessibilità in portafoglio, in sinergia con i propri asset upstream. Riavviato l'**impianto di liquefazione di Damietta**, ed eseguiti alcuni carichi di GNL liquefatto utilizzando capacità a disposizione della controparte egiziana.

- Ingresso di Eni gas e luce nella Penisola Iberica: finalizzato l'accordo per l'acquisizione del 100% della società **Aldro Energia** attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel settore retail con un portafoglio di circa 250 mila clienti e firmato un accordo con **X-Elio** per l'acquisizione di tre progetti fotovoltaici per una capacità complessiva di 140 MW.
- Costituita **GreenIT**, joint venture con CDP Equity, per lo sviluppo, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia. La JV ha l'obiettivo di raggiungere al 2025 una capacità installata di circa 1 GW (51% Eni, 49% CDP Equity).
- Finalizzata l'acquisizione della società **FRI-EL Biogas Holding**, leader italiano nel settore della produzione di biogas, con l'obiettivo di trasformarlo in biometano da commercializzare nelle stazioni di servizio Eni.
- Firmato in Italia un accordo con **Glennmont Partners** e **PGGM Infrastructure Fund** per rilevare il 100% di un portafoglio di 13 campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW.
- Costituita una partnership paritetica con **Red Rock Power**, azienda scozzese leader nello sviluppo di progetti eolici offshore, con l'obiettivo di presentare una proposta competitiva in ScotWind, il tender per l'eolico in Scozia e per ulteriori progetti futuri. Le due aziende si avvarranno, inoltre, del supporto di Transmission Investment, società attiva nel settore della trasmissione di energia elettrica in UK.
- Nel luglio 2021 firmato un accordo per l'acquisizione da **Azora Capital** di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile in Spagna per una capacità complessiva di 1,2 GW. Il portafoglio include tre impianti eolici in esercizio e un impianto eolico in costruzione nel centro-nord del paese, per un totale di 230 MW e cinque grandi progetti fotovoltaici in avanzato stato di sviluppo per circa 1 GW.
- Nel luglio 2021 acquisita la società **Dhamma Energy Group**, titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Francia e in Spagna. Il portafoglio include una pipeline di progetti distribuiti nei due paesi, in vari stadi di maturità di circa 3 GW, nonché impianti già in esercizio o in fase avanzata di costruzione in Francia per circa 120 MW.

Iniziative di decarbonizzazione:

- Nell'ambito del progetto HyNet North West per la realizzazione di un hub per la cattura/stoccaggio della CO₂ nel Regno Unito, firmato un accordo quadro con il partner Progressive Energy Limited per accelerare il progetto, che vedrà Eni sviluppare e gestire il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ presso i giacimenti semiesauriti della baia di Liverpool.
- Protocollo d'Intesa nel Regno Unito con Uniper per la valutazione di iniziative di decarbonizzazione nel Galles con possibile valorizzazione come hub di stoccaggio della CO₂ dei giacimenti depletati Eni nella Baia di Liverpool.
- Nell'ambito della strategia di zero emissioni nette della E&P al 2030 (Scope 1 e 2), Vårgrønn affiliata di Vår Energi, ha firmato un accordo di collaborazione con Equinor per il possibile sviluppo di impianti eolici offshore nell'area di Utsira Nord.
- Nel quadro della strategia di transizione energetica in Egitto, firmato un accordo con le società di Stato dell'energia e del gas per valutazioni della fattibilità economica della produzione di idrogeno verde e di idrogeno blu in sinergia con lo stoccaggio di CO₂ in giacimenti esausti di gas naturale.
- Accordo tra Eni gas e luce e Be Charge per aumentare la dotazione nazionale di infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica, che saranno alimentate con energia verde fornita da Eni gas e luce.
- Nel semestre 2021 è stata ridotta l'incidenza dell'olio di palma nelle produzioni di bio-diesel grazie

all'avvio della linea BTU, Biomass Treatment Unit, presso Gela che a regime consentirà di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare. È confermato l'obiettivo di azzerare l'utilizzo dell'olio di palma per la produzione di biocarburanti entro il 2023.

- Firmato un accordo con Saipem per promuovere su scala mondiale PROESA[®], la tecnologia proprietaria Versalis per la produzione di bioetanolo sostenibile e di prodotti chimici da biomasse lignocellulosiche.
- Firmato con A2A un accordo ventennale per la fornitura del calore cogenerato dal sito produttivo EniPower di Bolgiano, per alimentare la rete di teleriscaldamento di Milano con circa 54 GWh/anno di energia termica a contenuto impatto ambientale.

Performance ESG e Finanza Sostenibile

- Pubblicato il **Sustainability-Linked Financing Framework**, il primo a livello mondiale del settore oil&gas, che prevede indicatori di sostenibilità tra i parametri di affidamento creditizio dell'azienda. Individuati quattro KPI: capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2), Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1, 2 e 3) e Net Carbon Intensity (Scope 1, 2 e 3) e relativi target a medio-lungo termine. In tale ambito, sono state emesse **obbligazioni sustainability-linked** con durata di sette anni, collegate al conseguimento di due target: Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) pari o inferiore a 7,4 MtonCO₂eq al 31 dicembre 2024 (-50% rispetto alla baseline del 2018) e capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari o superiore a 5 GW al 31 dicembre 2025.
- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro: pari allo 0,37, in lieve aumento rispetto al periodo di confronto a causa dei maggiori incidenti registrati tra i dipendenti.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)** da asset operati Eni: pari a 19,5 milioni di tonnellate di CO₂ eq., in lieve aumento rispetto al semestre 2020 per effetto della ripresa delle attività che nel periodo di confronto hanno risentito delle misure di lockdown definite per fronteggiare l'emergenza sanitaria.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream):** pari a 20,2 tonnellate di CO₂ eq./migliaia di boe, in miglioramento rispetto al primo semestre 2020 principalmente in relazione alla ripresa delle attività.
- **Emissioni fuggitive da metano (upstream):** pari a 6,6 migliaia di tonnellate di CH₄, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2020 per effetto della ripresa delle attività. Attesi benefici a fine 2021 con la conclusione dalle campagne di monitoraggio in corso.
- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine in asset operati (upstream):** pari a 0,6 miliardi di Sm³, in lieve aumento rispetto allo stesso periodo 2020, principalmente in relazione alla ripresa delle attività in particolare in alcuni impianti onshore in Libia (fermi nel 2020 per cause di forza maggiore), interessati da flaring di routine. Sono confermati i progetti di riduzione di routine flaring previsti nell'anno.
- **Volumi totali di oil spill:** pari a 2,83 migliaia di barili, in riduzione rispetto al primo semestre 2020 beneficiando dei minori sversamenti da sabotaggio in Nigeria, dove è in corso un 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:** pari al 59%, in aumento rispetto al primo semestre 2020 grazie alla risoluzione dei problemi di reiniezione registrati in Congo (Loango e Zatchi) e alla ripresa delle attività presso i campi libici di Abu-Attifel e El Feel.

PRINCIPALI DATI QUANTITATIVI ED ECONOMICO-FINANZIARI

		Primo Semestre	
		2021	2020
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	30.788	22.030
Utile (perdita) operativo		3.857	(3.775)
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		3.366	873
<i>Exploration & Production</i>		3.219	230
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		(6)	363
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		70	89
<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		310	276
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		1.199	(655)
<i>per azione ^(c)</i>	(€)	0,32	(0,18)
<i>per ADR ^{(c)(d)}</i>	(\$)	0,77	(0,40)
Utile (perdita) netto ^(b)		1.103	(7.335)
<i>per azione ^(c)</i>	(€)	0,30	(2,05)
<i>per ADR ^{(c)(d)}</i>	(\$)	0,72	(4,52)
Utile (perdita) complessivo ^(b)	(€ milioni)	1.971	(7.533)
Flusso di cassa netto da attività operativa	(€ milioni)	4.093	2.378
Investimenti tecnici		2.407	2.568
di cui: <i>ricerca esplorativa</i>		160	247
<i>sviluppo riserve di idrocarburi</i>		1.547	1.740
Totale attività a fine periodo		119.989	115.085
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		40.580	38.839
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		15.323	19.971
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		10.040	14.329
Capitale investito netto		55.903	58.810
di cui: <i>Exploration & Production</i>		46.488	50.083
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		387	502
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		9.103	8.966
<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		3.463	2.185
Leverage ante IFRS 16		25	37
Leverage post IFRS 16		38	51
Gearing		27	34
Coverage		8,2	(7,2)
Current ratio		1,4	1,2
Debt coverage		26,7	11,9
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	10,27	8,49
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.572,5	3.572,5
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	37,0	30,9

(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	
		2021	2020
Exploration & Production	(numero)	9.616	10.348
Global Gas & LNG Portfolio		862	678
Refining & Marketing e Chimica		11.394	11.517
Eni gas e luce, Power & Renewables		2.252	2.185
Corporate e altre attività		7.312	7.449
Totale dipendenti gruppo		31.436	32.177
di cui: - <i>donne</i>		7.668	7.728
- <i>all'estero</i>		10.148	10.459
Donne in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri)	(%)	27	26

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE ^(a)

		Primo Semestre	
		2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,37	0,24
<i>dipendenti</i>		0,56	0,17
<i>contrattisti</i>		0,28	0,28
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	19,5	18,9
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,2	21,0
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	6,6	5,7
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,6	0,5
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	2.826	3.210
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		1.683	2.765
Costi di ricerca e sviluppo	(€ milioni)	73	78

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

PRINCIPALI DATI DI PERFORMANCE

		Primo Semestre	
		2021	2020
EXPLORATION & PRODUCTION			
Produzione di idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.650	1.760
<i>petrolio e condensati</i>	(migliaia di barili/giorno)	797	873
<i>gas naturale</i>	(milioni di metri cubi/giorno)	128	133
Produzione venduta	(milioni di boe)	277	288
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi	(\$/boe)	43,36	27,50
Acqua di formazione reiniettata	(%)	59	54
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,24	10,74
Oil spill operativi (>1 barile) ^(b)	(barili)	240	370
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO			
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	34,43	30,44
<i>di cui: in Italia</i>		17,73	18,10
<i>internazionali</i>		16,70	12,34
Vendite GNL		5,2	4,5
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,33	0,18
REFINING & MARKETING E CHIMICA			
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	308	376
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie		61	67
Quota di mercato rete in Italia		22,6	23,6
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	3,26	2,96
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	684	621
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione oil	(%)	73	67
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	4.354	3.498
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	69	59
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	3,29	3,14
Emissioni di SO _x (ossido di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq.)	1,48	1,54
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)	219	246
ENI GAS & LUCE, POWER & RENEWABLES			
Vendite gas retail	(miliardi di metri cubi)	4,60	4,51
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	7,52	6,02
Produzione termoelettrica		10,20	10,34
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		12,97	12,10
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	331	251
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	258	144
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,6	4,9
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) ^(b)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	384	298

(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			
		2021	2020	Var.ass.	var %
Produzioni					
Petrolio	(migliaia di barili/g)	797	873	(76)	(8,7)
Gas naturale	(milioni di metri cubi/g)	128	133	(5)	(3,8)
Idrocarburi	(migliaia di boe/g)	1.650	1.760	(110)	(6,3)
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio	(\$/barile)	60,56	33,49	27,07	80,8
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	167,67	135,66	32,01	23,6
Idrocarburi	(\$/boe)	43,36	27,50	15,86	57,7

Nel primo semestre 2021 la **produzione di idrocarburi** di 1,650 milioni di boe/giorno è diminuita del 6% rispetto al primo semestre 2020. La flessione è dovuta ai maggiori interventi manutentivi in Norvegia, Italia e Regno Unito che nel periodo di confronto furono differiti, alla minore attività in Nigeria e al declino di giacimenti maturi. La forte crescita in Egitto guidata dal giacimento Zohr e sostenuta dalla ripresa internazionale della domanda gas e dal riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta, nonché lo start-up di Merakes in Indonesia hanno in parte compensato tali riduzioni.

La **produzione di petrolio** è stata di 797 mila barili/giorno nel primo semestre, in riduzione rispetto il corrispondente periodo del 2020. La riduzione dovuta a maggiori manutenzioni, all'effetto prezzo, alla riduzione in Nigeria nonché al declino di giacimenti maturi è stata parzialmente compensata dalla crescita produttiva in Egitto.

La **produzione di gas naturale** è stata di 128 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre, in riduzione di 5 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3,8% rispetto al corrispondente periodo del 2020. La minore produzione dovuta all'attività di manutenzione, declini naturali e riduzione in Nigeria è stata parzialmente compensata dalla robusta ripresa della domanda di gas in alcuni mercati regionali (in particolare in Egitto) e dall'avvio di Merakes in Indonesia.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 276,6 milioni di boe. La differenza di 22 milioni di boe rispetto alla produzione di 298,6 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi destinati all'autoconsumo (20 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

PORTAFOGLIO MINERARIO E ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE

Nel primo semestre 2021 Eni ha condotto operazioni in 42 paesi. Al 30 giugno 2021, il portafoglio minerario di Eni consiste in 794 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nonché di 1 titolo relativo a un progetto di CCUS nel Regno Unito. La superficie totale è pari a 340.188 chilometri quadrati in quota Eni, di cui 577 chilometri quadrati relativi all'attività CCUS in Regno Unito. Al 31 dicembre 2020 la superficie complessiva in quota Eni era di 336.449 chilometri quadrati.

Nel primo semestre 2021 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Vietnam, Angola, Norvegia, Emirati Arabi Uniti ed Egitto nonché il progetto CCUS nel Regno Unito per una superficie di circa 13.100 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Myanmar, Egitto, Norvegia, Italia e Regno Unito per circa 7.900 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, in Italia e Stati Uniti per complessivi 60 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta principalmente in Italia e Mozambico per complessivi 1.500 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 14 pozzi esplorativi (7,1 in quota Eni), a fronte di 19 pozzi (9,5 in quota Eni) del primo semestre 2020.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2021	2020
Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(migliaia di boe/g)	1.650	1.760
Italia		82	109
Resto d'Europa		205	249
Africa Settentrionale		260	255
Egitto		363	285
Africa Sub-Sahariana		301	379
Kazakhstan		150	171
Resto dell'Asia		158	183
America		114	112
Australia e Oceania		17	17
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	277	288

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2021	2020
Produzione di petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	797	873
Italia		34	47
Resto d'Europa		128	144
Africa Settentrionale		128	117
Egitto		82	66
Africa Sub-Sahariana		190	232
Kazakhstan		101	115
Resto dell'Asia		76	91
America		58	61
Australia e Oceania			

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2021	2020
Produzione di gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	128	133
Italia		7	9
Resto d'Europa		12	16
Africa Settentrionale		20	21
Egitto		42	33
Africa Sub-Sahariana		17	22
Kazakhstan		7	8
Resto dell'Asia		12	14
America		8	8
Australia e Oceania		3	2

(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 (111 e 120 mila boe/giorno nel primo semestre 2021 e 2020, rispettivamente).

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 34,40 miliardi di metri cubi con un incremento di 5,14 miliardi di metri cubi, pari al 17,6%, rispetto al primo semestre 2020.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (32,44 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 95% del totale, sono aumentati di 6,14 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2020 (+23,3%), principalmente per effetto dei maggiori volumi approvvigionati in Russia (+3,54 miliardi di metri cubi), Algeria (+3,52 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (+0,34 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai minori acquisti in Libia (-0,77 miliardi di metri cubi) e Qatar (-0,17 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (1,96 miliardi di metri cubi) sono in riduzione rispetto al periodo di confronto (-33,8%).

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	Var. %
Italia		1,96	2,96	(1,00)	(33,8)
Russia		13,79	10,25	3,54	34,5
Algeria (incluso il GNL)		5,35	1,83	3,52	..
Libia		1,60	2,37	(0,77)	(32,5)
Paesi Bassi		0,98	0,64	0,34	53,1
Norvegia		3,74	3,63	0,11	3,0
Regno Unito		1,15	0,88	0,27	30,7
Indonesia (GNL)		0,76	0,56	0,20	35,7
Qatar (GNL)		1,16	1,33	(0,17)	(12,8)
Altri acquisti di gas naturale		0,86	3,26	(2,40)	(73,6)
Altri acquisti di GNL		3,05	1,55	1,50	96,8
ESTERO		32,44	26,30	6,14	23,3
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE		34,40	29,26	5,14	17,6
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,34)	0,04	(0,38)	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,01)	(0,02)	0,01	50,0
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		34,05	29,28	4,77	16,3
Disponibilità per la vendita delle società collegate		0,38	1,16	(0,78)	(67,2)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		34,43	30,44	3,99	13,1

VENDITE

		Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	Var. %
Prezzo spot del Gas Italia al PSV	(€/migliaia di metri cubi)	231	97	134	138,2
TTF		229	80	150	187,3
Spread PSV vs. TTF		2	17	(15)	(89,5)
Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)				
Italia		17,73	18,10	(0,37)	(2,0)
Resto d'Europa		13,90	10,47	3,43	32,8
di cui: Importatori in Italia		1,45	1,94	(0,49)	(25,3)
Mercati europei		12,45	8,53	3,92	46,0
Resto del Mondo		2,80	1,87	0,93	49,7
Totale vendite gas (*)		34,43	30,44	3,99	13,1
di cui: vendite di GNL		5,20	4,50	0,70	15,6

(*) Include vendite intercompany.

Nel primo semestre 2021 le **vendite di gas naturale** di 34,43 miliardi di metri cubi sono aumentate del 13,1% rispetto al primo semestre 2020, principalmente per i maggiori volumi commercializzati nei mercati esteri (Turchia e Francia) grazie alla ripresa economica e alla crescita dei volumi di GNL commercializzati in particolare da Damietta.

Le vendite in Italia sono diminuite del 2% a 17,73 miliardi di metri cubi per effetto dei minori volumi commercializzati principalmente all'hub e al settore termoelettrico. Le vendite nei mercati europei (12,45 miliardi di metri cubi) hanno registrato un incremento del 46% grazie alla ripresa dei consumi, in particolare in Turchia per maggiori ritiri da parte di Botas ed in Francia.

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
ITALIA		17,73	18,10	(0,37)	(2,0)
Grossisti		7,44	6,86	0,58	8,5
PSV e borsa		4,81	5,40	(0,59)	(10,9)
Industriali		2,07	2,13	(0,06)	(2,8)
Termoelettrici		0,43	0,74	(0,31)	(41,9)
Autoconsumi		2,98	2,97	0,01	0,3
VENDITE INTERNAZIONALI		16,70	12,34	4,36	35,3
Resto d'Europa		13,90	10,47	3,43	32,8
Importatori in Italia		1,45	1,94	(0,49)	(25,3)
Mercati europei:		12,45	8,53	3,92	46,0
<i>Penisola Iberica</i>		1,90	1,82	0,08	4,4
<i>Germania/Austria</i>		0,24	0,17	0,07	41,2
<i>Benelux</i>		1,91	1,60	0,31	19,4
<i>Regno Unito</i>		1,15	0,87	0,28	32,2
<i>Turchia</i>		4,06	1,68	2,38	..
<i>Francia</i>		3,05	2,30	0,75	32,6
<i>Altro</i>		0,14	0,09	0,05	55,6
Mercati extra europei		2,80	1,87	0,93	49,7
TOTALE VENDITE GAS MONDO		34,43	30,44	3,99	13,1

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		33,97	29,29	4,68	16,0
Italia (inclusi autoconsumi)		17,73	18,10	(0,37)	(2,0)
Resto d'Europa		13,58	9,81	3,77	38,4
Extra Europa		2,66	1,38	1,28	92,8
Vendite delle società collegate (quota Eni)		0,46	1,15	(0,69)	(60,0)
Resto d'Europa		0,32	0,66	(0,34)	(51,5)
Extra Europa		0,14	0,49	(0,35)	(71,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		34,43	30,44	3,99	13,1

VENDITE DI GNL

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
Europa		2,4	2,6	(0,2)	(7,7)
Extra Europa		2,8	1,9	0,9	47,4
TOTALE VENDITE GNL		5,2	4,5	0,7	15,6

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

REFINING & MARKETING E CHIMICA

		Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	var %
Standard Eni Refining Margin (SERM)	(\$/barile)	(0,5)	2,9	(3,4)	(117,2)
Lavorazioni in conto proprio Italia	(milioni di tonnellate)	7,85	7,21	0,64	8,9
Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		5,30	4,16	1,14	27,4
Totale lavorazioni		13,15	11,37	1,78	15,7
Tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione	(%)	73	67		
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	308	376	(68)	(18,1)
Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	(%)	61	67		
Marketing					
Vendite rete Europa	(milioni di tonnellate)	3,26	2,96	0,30	10,1
Vendite rete Italia		2,31	2,01	0,30	14,9
Vendite rete resto d'Europa		0,95	0,95		
Quota mercato rete Italia	(%)	22,6	23,6		
Vendite extrarete Europa	(milioni di tonnellate)	3,72	3,83	(0,11)	(2,9)
Vendite extrarete Italia		2,75	2,67	0,08	3,0
Vendite extrarete resto d'Europa		0,97	1,16	(0,19)	(16,4)
Chimica					
Vendite di prodotti petrolchimici	(milioni di tonnellate)	2,32	1,91	0,41	21,6
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	69	59		

REFINING & MARKETING

Nel primo semestre 2021 il **margin di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a -0,5 \$/barile, in riduzione di 3,4 \$/barile rispetto al primo semestre 2020. Tale anomalo andamento riflette il perdurare degli effetti della pandemia in particolare per il forte incremento del costo del greggio (prolungamento tagli OPEC+) e per la contestuale debolezza della domanda dei prodotti, in particolare distillati medi. Inoltre, nel periodo si è beneficiato dell'allargamento dei differenziali sui greggi sour (-1,4 \$/barile Ural vs. Brent rispetto a -0,9 \$/barile registrati nel primo semestre 2020).

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono pari a 13,15 milioni di tonnellate, con un incremento del 15,7% rispetto al primo semestre 2020, a seguito del minore impatto COVID-19 rispetto al periodo di confronto caratterizzato dal quasi totale lockdown dell'economia, in parte compensato da uno scenario sfavorevole. Le lavorazioni nel resto del mondo sono aumentate, anche grazie al contributo di ADNOC che nel 2020 scontava l'effetto della fermata. Il tasso di utilizzo delle raffinerie (73%) aumenta di 6 punti percentuali.

I **volumi di lavorazione bio** pari a 308 mila tonnellate sono in diminuzione del 18% rispetto al periodo di confronto in un contesto di scenario depresso, ma in ripresa da giugno.

	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	Var.%
Rete		2,31	2,01	0,30	14,9
Extrarete		2,75	2,67	0,08	3,0
Petrochimica		0,30	0,30		
Altre vendite		4,91	4,68	0,23	4,9
Vendite in Italia		10,27	9,66	0,61	6,3
Rete resto d'Europa		0,95	0,95		
Extrarete resto d'Europa		0,97	1,16	(0,19)	(16,4)
Extrarete mercati extra europei		0,25	0,23	0,02	8,7
Altre vendite		0,66	0,49	0,17	34,7
Vendite all'estero		2,83	2,83		
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		13,10	12,49	0,61	4,9

Nel primo semestre 2021, le **vendite di prodotti petroliferi** (13,10 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,61 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2020 (+4,9%).

Le **vendite rete in Italia** pari a 2,31 milioni di tonnellate risultano in aumento su tutti i segmenti (+14,9%) per effetto della progressiva riapertura dell'economia, mentre il periodo di confronto era caratterizzato dal quasi totale lockdown. La quota di mercato del semestre 2021 si è attestata al 22,6% (23,6% nel primo semestre 2020).

Al 30 giugno 2021, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.127 stazioni di servizio, con un decremento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (4.153 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (26 unità).

L'erogato medio (684 mila litri) è in aumento di 63 mila litri rispetto al primo semestre 2020 (621 mila litri).

Le **vendite extrarete in Italia** pari a 2,75 milioni di tonnellate aumentano del 3% rispetto al primo semestre 2020 per effetto principalmente delle maggiori vendite di oli combustibili e gasolio, in parte assorbite dai minori volumi commercializzati di benzina, jet fuel e bunker a causa del perdurare degli effetti COVID-19.

Le **vendite alla Petrolchimica** (0,30 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 1,92 milioni di tonnellate si riducono del 9% rispetto al primo semestre 2020. La riduzione riflette principalmente i minori volumi commercializzati in Germania, Austria e Svizzera, per effetto della minore domanda dovuta al lockdown, solo in parte compensati da maggiori vendite in Francia.

Le **altre vendite in Italia e all'estero** (5,57 milioni di tonnellate) registrano un incremento rispetto al primo semestre 2020 (+7,7%).

Vendite rete ed extrarete per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	Var.%
Italia		5,06	4,68	0,38	8,1
Vendite rete		2,31	2,01	0,30	14,9
Benzina		0,59	0,50	0,09	18,0
Gasolio		1,56	1,38	0,18	13,0
GPL		0,14	0,12	0,02	16,7
Altri prodotti		0,02	0,01	0,01	..
Vendite extrarete		2,75	2,67	0,08	3,0
Gasolio		1,48	1,41	0,07	5,0
Oli combustibili		0,13	0,01	0,12	..
GPL		0,09	0,09		
Benzina		0,04	0,13	(0,09)	(69,2)
Lubrificanti		0,04	0,04		
Bunker		0,31	0,33	(0,02)	(6,1)
Jet fuel		0,28	0,34	(0,06)	(17,6)
Altri prodotti		0,38	0,32	0,06	18,8
Estero (rete + extrarete)		2,17	2,33	(0,16)	(6,9)
Benzina		0,46	0,52	(0,06)	(11,5)
Gasolio		1,27	1,30	(0,03)	(2,3)
Jet fuel		0,02	0,06	(0,04)	(66,7)
Oli combustibili		0,03	0,07	(0,04)	(57,1)
Lubrificanti		0,06	0,04	0,02	50,0
GPL		0,26	0,24	0,02	8,3
Altri prodotti		0,07	0,10	(0,03)	(30,0)
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		7,23	7,01	0,22	3,1

CHIMICA

	Primo Semestre				
	(migliaia di tonnellate)	2021	2020	Var. ass.	Var.%
Intermedi		3.225	2.431	794	32,7
Polimeri		1.129	1.067	62	5,8
Produzioni		4.354	3.498	856	24,5
Consumi e perdite		(2.345)	(1.790)	(555)	(31,0)
Acquisti e variazioni rimanenze		312	200	112	56,0
TOTALE DISPONIBILITA'		2.321	1.908	413	21,6
Intermedi		1.364	1.028	336	32,7
Polimeri		957	880	77	8,8
TOTALE VENDITE		2.321	1.908	413	21,6

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 4.354 mila tonnellate sono aumentate di 856 mila tonnellate (+24,5%); i principali incrementi sono stati registrati nel segmento degli intermedi, grazie alla maggiore disponibilità degli impianti rispetto al periodo di confronto che era stato impattato da maggiori fermate manutentive protratte nel tempo a seguito dell'emergenza COVID-19.

Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 2.321 mila tonnellate sono aumentate di 413 mila tonnellate (+21,6%). La performance positiva ha riguardato principalmente gli intermedi ed è stata trainata dalla ripresa della domanda nei settori di riferimento, dalle minori importazioni da Paesi produttori e dalla maggiore disponibilità da produzione.

I **margini dei prodotti chimici** hanno registrato un recupero nei prodotti a valle della catena sostenuti dalla crescita macroeconomica, che ha attenuato la pressione competitiva, e da fattori contingenti dovuti a limitazioni temporanee nell'offerta. Incrementi significativi sono stati registrati nei segmenti del polietilene, la cui domanda continua a essere sostenuta in un contesto di continua ripresa, parziale carenza di produzione e non ultimo, limitazioni nel settore della logistica, e negli stirenici/elastomeri grazie alla maggiore richiesta di mercato. Il margine del cracker ha registrato nel primo semestre una riduzione a seguito dell'aumento delle quotazioni della materia prima.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES

		Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	var %
EGL & Renewables					
Vendite retail gas	mld di metri cubi	4,60	4,51	0,09	2,0
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	terawattora	7,52	6,02	1,50	24,9
Clienti retail/business (PDF)	mln pdf	9,95	9,69	0,27	2,7
Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	258,1	144,1	114,0	79,1
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	331	251	80	31,9
<i>di cui:</i>	%				
- fotovoltaico		71	78		
- eolico		26	19		
- potenza installata di storage		3	3		
Power					
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	12,97	12,10	0,87	7,2
Produzione termoelettrica		10,20	10,34	(0,14)	(1,4)

ENI GAS E LUCE

		Primo Semestre			
(miliardi di metri cubi)		2021	2020	Var. ass.	var %
ITALIA					
		2,97	3,06	(0,09)	(2,9)
Rivenditori		0,10	0,10	0,00	0,0
Industriali		0,17	0,13	0,04	30,8
PMI e terziario		0,42	0,41	0,01	2,4
Residenziali		2,28	2,42	(0,14)	(5,8)
VENDITE INTERNAZIONALI					
		1,63	1,45	0,18	12,4
Mercati europei:					
Francia		1,33	1,18	0,15	12,7
Grecia		0,24	0,22	0,02	9,1
Altro		0,06	0,05	0,01	20,0
TOTALE VENDITE RETAIL GAS					
		4,60	4,51	0,09	2,0

Nel primo semestre 2021, le **vendite di gas retail** in Italia e nel resto d'Europa sono state di 4,60 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato un incremento di 0,09 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2020, pari al +2%. Le vendite in Italia pari a 2,97 miliardi di metri cubi si riducono del 2,9% rispetto al periodo di confronto, principalmente per effetto delle minori vendite al segmento residenziale, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati al settore industriale.

Le vendite sui mercati europei di 1,63 miliardi di metri cubi sono in aumento del 12,4% (+0,18 miliardi di metri cubi) rispetto al primo semestre 2020. In aumento di 0,15 miliardi di metri cubi le vendite in Francia a seguito delle efficaci politiche commerciali espansive.

Le **vendite retail di energia elettrica a clienti finali** di 7,52 TWh effettuate tramite Eni gas e luce e le società controllate in Francia e Grecia registrano una performance positiva con un incremento pari al 24,9% rispetto al primo semestre 2020, grazie alla crescita del portafoglio clienti (+250 mila clienti power vs. 31 dicembre 2020) e alle maggiori vendite a clienti retail residenziali e industriali in Europa grazie anche all'espansione nei mercati di Spagna e Portogallo a seguito dell'operazione Aldro Energia.

RENEWABLES

		Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	var %
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	258,1	144,1	114,0	79,1
di cui: fotovoltaico		135,1	109,8	25,2	23,0
di cui: eolico		123,0	34,3	88,8	..
di cui: Italia		62,4	52,5	9,9	18,8
di cui: estero		195,7	91,6	104,1	..
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	331	251	80	31,9
di cui: fotovoltaico		236	195	40	20,7
di cui: eolico		87	48	39	81,1
di cui: potenza installata di storage		8	8		

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

La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 258,1 GWh riferita per 135,1 GWh all'ambito fotovoltaico e per 123,0 GWh all'eolico, con un aumento di 114,0 GWh rispetto al primo semestre 2020. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in produzione dei nuovi impianti in Italia e all'estero, nonché del contributo degli asset acquisiti negli Stati Uniti nel quarto trimestre 2020.

Al 30 giugno 2021, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 331 MW, +32% rispetto al primo semestre 2020. L'incremento di 80 MW rispetto al 30 giugno 2020 è riferito al completamento degli impianti in Australia (+25 MW, capacità fotovoltaica), in Italia (+24 MW, capacità eolica onshore), nonché all'acquisizione di asset in operation negli Stati Uniti (+30 MW, capacità fotovoltaica ed eolica).

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

Capacità installata a fine periodo (dati in quota Eni)

		Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	var %
	(tecnologia)				
ITALIA	fotovoltaico	84	84		
ESTERO		160	120	40	34
Algeria	fotovoltaico	5	5		
Australia	fotovoltaico	64	39	25	64
Pakistan	fotovoltaico	10	10		
Tunisia	fotovoltaico	9	9		
Stati Uniti	fotovoltaico	72	57	15	27
Totale capacità installata fotovoltaico		244	203	40	20
Italia	eolico	24		24	
Stati Uniti	eolico	15		15	
Kazakhstan	eolico	48	48		
Totale capacità installata eolico onshore		87	48	39	81
Totale capacità installata a fine periodo (inclusa potenza installata di storage)		331	251	80	32
di cui potenza installata di storage		8	8		

A fine 2021 la **capacità installata e in costruzione/avanzato stato di sviluppo** ammonta a circa 2 GW e si riferisce in particolare al contributo delle recenti acquisizioni di asset in esercizio principalmente in Italia e di progetti in corso di realizzazione in Spagna e Francia, alla nuova capacità in Kazakhstan (98 MW, di cui 48 MW eolico onshore e 50 MW solare fotovoltaico), allo sviluppo delle nostre attività in Italia e USA, nonché ai progetti eolici offshore Dogger Bank A/B nel Regno Unito.

POWER

		Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	var %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.170	2.110	60	2,8
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	3	87	(84)	(96,6)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	10,20	10,34	(0,14)	(1,4)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	3.801	3.861	(60)	(1,6)

Disponibilità di energia elettrica

		Primo Semestre			
		2021	2020	Var. ass.	var %
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	10,20	10,34	(0,14)	(1,4)
Acquisti di energia elettrica ^(a)		10,32	7,93	2,39	30,1
Disponibilità		20,52	18,27	2,25	12,3
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		12,97	12,10	0,87	7,2

(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 2021, la potenza installata in esercizio è di 4,6 GW. Nel primo semestre 2021, la **produzione di energia elettrica** è stata di 10,20 TWh, in leggera riduzione rispetto al primo semestre 2020. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 10,32 TWh di energia elettrica (+30,1% rispetto al periodo di confronto) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** di 12,97 TWh registrano un incremento pari al 7,2%, a seguito della ripresa dell'attività economica.

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		30.788	22.030	8.758	39,8
Altri ricavi e proventi		651	460	191	41,5
Costi operativi		(23.677)	(18.939)	(4.738)	(25,0)
Altri proventi e oneri operativi		48	(373)	421	..
Ammortamenti		(3.322)	(3.857)	535	13,9
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(602)	(2.749)	2.147	78,1
Radiazioni		(29)	(347)	318	91,6
Utile (perdita) operativo		3.857	(3.775)	7.632	..
Proventi (oneri) finanziari		(473)	(526)	53	10,1
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		(427)	(1.379)	952	69,0
Utile (perdita) prima delle imposte		2.957	(5.680)	8.637	..
Imposte sul reddito		(1.845)	(1.652)	(193)	(11,7)
Tax rate (%)		62,4
Utile (perdita) netto		1.112	(7.332)	8.444	..
<i>di competenza:</i>					
- azionisti Eni		1.103	(7.335)	8.438	..
- interessenze di terzi		9	3	6	..

Risultati reported

Il primo semestre 2021 vede un rafforzamento di tutte le commodities: il Brent è cresciuto da 40 \$/barile nel primo semestre 2020 a 65 \$/barile del semestre 2021; i prezzi del gas in Europa sono saliti più del doppio (il riferimento spot italiano PSV e quello continentale TTF); per il settore della chimica lo spread polietilene-etilene ha raggiunto quasi 800 \$/tonnellata, valore record. D'altra parte, lo scenario di raffinazione nell'area Europa/Mediterraneo rimane depresso con valori del benchmark SERM ai minimi storici (-0,5 \$/barile in media nel semestre) a causa del perdurare degli effetti della pandemia, il forte incremento del costo del greggio (prolungamento tagli OPEC+) e per la contestuale debolezza della domanda dei prodotti, in particolare distillati medi. Inoltre, per quanto riguarda il gas, il differenziale PSV-TTF si riduce a 2 €/migliaia di metri cubi da 17 €/migliaia di metri cubi nel primo semestre 2020.

L'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** nel primo semestre 2021 è stato di €1.103 milioni rispetto alla perdita netta di €7.335 milioni del primo semestre 2020. Il flusso di cassa netto da attività operativa ha registrato un incremento del 72% a €4.093 milioni, mentre l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 è di €10.040 milioni, in riduzione di €1.528 milioni rispetto al 31 dicembre 2020. I risultati finora conseguiti, i progressi nell'implementazione della strategia e le previsioni sulla gestione consentono allo scenario di riferimento Brent di 65 \$/barile, di riportare il dividendo 2021 al livello pre-COVID di €0,86 per azione, ed avviare un programma di buy-back da €400 milioni per i prossimi sei mesi.

Il risultato netto ottenuto in un contesto economico più favorevole e in uno scenario energetico con fondamentali migliorati è stato sostenuto dalla performance operativa tornata positiva rispetto al corrispondente periodo del 2020 impattato dalla pandemia. Il risultato operativo risente della rilevazione di €602 milioni di svalutazioni (rispetto a €2.749 milioni del primo semestre 2020) relative principalmente ad asset delle raffinerie in relazione al deterioramento dello scenario e a maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi. Infine, il risultato netto ha beneficiato di un tax rate tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo.

Di seguito i principali indicatori di scenario del semestre:

	Primo Semestre		
	2021	2020	Var %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	64,86	39,73	63,3
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,205	1,102	9,3
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	53,83	36,05	49,3
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(0,5)	2,9	(117,2)
Prezzo spot del Gas Italia al PSV ^(d)	231	97	138,2
TTF ^(d)	229	80	187,3
Spread PSV vs. TTF ^(d)	2	17	(89,5)

(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

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		3.857	(3.775)	7.632	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(815)	1.394		
Esclusione special item		324	3.254		
Utile (perdita) operativo adjusted		3.366	873	2.493	285,6
Dettaglio per settore di attività					
<i>Exploration & Production</i>		3.219	230	2.989	..
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		(6)	363	(369)	..
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		70	89	(19)	(21,3)
<i>EGL, Power & Renewables</i>		310	276	34	12,3
<i>Corporate e altre attività</i>		(257)	(339)	82	24,2
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>		30	254	(224)	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		1.103	(7.335)	8.438	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(581)	991		
Esclusione special item		677	5.689		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		1.199	(655)	1.854	..

Nel primo semestre 2021 l'**utile operativo adjusted** di €3.366 milioni è aumentato di €2,5 miliardi rispetto al primo semestre 2020, sostenuto dalla robusta performance dell'upstream guidata dalla ripresa dello scenario energetico e dai minori costi, nonostante la minore produzione impattata principalmente dalle manutenzioni. Il risultato ha inoltre beneficiato di negoziazioni contrattuali con effetto retroattivo. Le altre aree di forza del Gruppo sono state il business della Chimica con un incremento di utile operativo di €372 milioni per effetto della ripresa economica, del miglioramento dei margini dei prodotti e, in tale contesto, della performance di produzione che ha consentito di cogliere il rimbalzo della domanda, nonché per il contributo crescente della chimica verde. Infine, i solidi risultati del business Eni gas e luce & Renewables, grazie all'efficacia dell'azione commerciale, crescita base clienti e migliori margini. Lo scenario particolarmente sfavorevole e il confronto con risultati eccezionali nel periodo di confronto hanno determinato la negatività di GGP e R&M.

Il Gruppo ha riportato a livelli pre-COVID l'**utile netto adjusted** conseguendo nel primo semestre 2021 €1.199 rispetto la perdita di €655 milioni nel semestre 2020 per effetto della migliore performance operativa e del miglioramento del tax rate (58% nel primo semestre 2021). Tale andamento è stato conseguito grazie alla normalizzazione della E&P in relazione al miglioramento dello scenario che ha determinato sul piano fiscale un più favorevole mix geografico dei profitti (minore incidenza dei paesi a più elevata fiscalità, quali Libia, Egitto, Algeria ed EAU) e dal venir meno dei fenomeni di disottimizzazione che avevano caratterizzato il 2020, risultando in tax rate particolarmente elevati. Inoltre, la maggiore visibilità sui redditi imponibili futuri delle attività green in Italia, in particolare EGL&Renewables, ha consentito di valorizzare parte delle perdite fiscali.

	Primo Semestre		
	(€ milioni)	2021	2020
Special item dell'utile (perdita) operativo		324	3.254
- oneri ambientali		79	62
- svalutazioni (riprese di valore) nette		602	2.749
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		22	
- plusvalenze nette su cessione di asset		(88)	(4)
- accantonamenti a fondo rischi		27	87
- oneri per incentivazione all'esodo		56	38
- derivati su commodity		(269)	112
- differenze e derivati su cambi		53	(24)
- altro		(158)	234
Oneri (proventi) finanziari		2	(2)
<i>di cui:</i>			
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(53)	24
Oneri (proventi) su partecipazioni		402	1.341
<i>di cui:</i>			
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		402	894
Imposte sul reddito		(51)	1.096
Totale special item dell'utile (perdita) netto		677	5.689

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €324 milioni con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** proventi netti di €446 milioni rappresentati da riprese di valore nette di €376 milioni relative in particolare a giacimenti gas in Italia e altri asset in Turkmenistan, Libia, Algeria, Nigeria, Timor Leste e Stati Uniti che hanno come driver la ripresa del prezzo degli idrocarburi e da plusvalenze di €75 milioni riferite alla cessione di un asset marginale in Nigeria. I principali oneri sono relativi al write-off di costi esplorativi per abbandono progetti dovuto a variabili di contesto geopolitico ed ambientale;
- **G&P:** oneri netti di €234 milioni rappresentati 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 (€215 milioni) e dalla riclassifica del saldo positivo di €56 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, compensati 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 svaso 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 €66 milioni);
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €1.017 milioni riferiti per circa €900 milioni alla svalutazione del valore di libro residuo delle raffinerie Italia e di una joint operation in Europa in relazione al deterioramento dei flussi di cassa attesi dovuto al peggioramento dello scenario SERM e a maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi. Altri oneri hanno riguardato il write off degli investimenti di compliance relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (circa €70 milioni), oneri ambientali (€65 milioni), nonché oneri per derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€32 milioni);
- **EGL, Power & Renewables:** proventi netti di €518 milioni rappresentati essenzialmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting.

Gli **special item delle partecipazioni** comprendono essenzialmente: (i) €397 milioni di oneri per la Vår Energi relativi principalmente ad alcune svalutazioni di CGU in relazione a ritardi di start-up di alcuni progetti e a incrementi di costo; (ii) un provento di €69 milioni relativo all'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC R> e (iii) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem.

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		8.921	6.751	2.170	32,1
Global Gas & LNG Portfolio		5.943	3.620	2.323	64,2
Refining & Marketing e Chimica		17.584	12.148	5.436	44,7
- Refining & Marketing		15.691	10.984	4.707	42,9
- Chimica		2.720	1.555	1.165	74,9
- Elisioni		(827)	(391)	(436)	
EGL, Power & Renewables		4.742	3.947	795	20,1
- EGL		3.613	3.257	356	10,9
- Power		1.207	902	305	33,8
- Renewables		11	6	5	83,3
- Elisioni		(89)	(218)	129	
Corporate e altre attività		812	748	64	8,6
Elisioni di consolidamento		(7.214)	(5.184)	(2.030)	
Ricavi della gestione caratteristica		30.788	22.030	8.758	39,8
Altri ricavi e proventi		651	460	191	41,5
Totale ricavi		31.439	22.490	8.949	39,8

I ricavi complessivi ammontano a €31.439 milioni. I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2021 (€30.788 milioni) in crescita del 39,8% rispetto al primo semestre 2020, riflettono gli effetti indotti dal rafforzamento di tutte le commodities: il Brent è cresciuto da 40 \$/barile nel primo semestre 2020 a 65 \$/barile nel semestre 2021; i prezzi del gas (TTF e PSV) in Europa sono saliti più del doppio; infine lo spread polietilene-etilene, indicatore di riferimento per la chimica, ha raggiunto il 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, delle azioni commerciali Italia e dell'aumento del numero dei clienti.

Costi operativi

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		22.117	17.186	4.931
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		67	211	(144)
Costo lavoro		1.493	1.542	(49)
<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>		56	38	18
		23.677	18.939	4.738

I costi operativi sostenuti nel primo semestre 2021 (€23.677 milioni) sono aumentati di €4.738 milioni rispetto al primo semestre 2020. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€22.117 milioni) sono aumentati di €4.931 milioni per effetto per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). Il costo lavoro (€1.493 milioni) è sostanzialmente in linea con il periodo di confronto.

Proventi (oneri) finanziari netti

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(404)	(502)	98
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(234)	(270)	36
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		19	(7)	26
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(44)	(52)	8
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(153)	(183)	30
- Interessi attivi verso banche		2	7	(5)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		6	3	3
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(218)	(76)	(142)
- Strumenti finanziari derivati su valute		(235)	(28)	(207)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		17	(48)	65
Differenze di cambio		246	20	226
Altri proventi (oneri) finanziari		(129)	(7)	(122)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		27	57	(30)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(75)	(69)	(6)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(81)	5	(86)
		(505)	(565)	60
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		32	39	(7)
		(473)	(526)	53

Gli **oneri finanziari netti** di €473 milioni migliorano di €53 milioni rispetto al primo semestre 2020 che riflette: (i) la riduzione degli oneri finanziari sul debito (-€36 milioni) dovuta alla riduzione del costo del debito per l'andamento dei tassi benchmark e l'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€65 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39; (ii) la variazione positiva delle differenze cambio per €226 milioni compensate dalla variazione negativa del fair value dei derivati su cambi (-€207 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) la riduzione degli interessi su passività per beni in leasing per effetto cambio (-€30 milioni). Gli oneri finanziari diversi evidenziano un peggioramento di €86 milioni relativo all'attualizzazione di un credito nel settore E&P.

Proventi (oneri) netti su partecipazione

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(477)	(1.404)	927
Dividendi		66	72	(6)
Altri proventi (oneri) netti		(16)	(47)	31
Proventi (oneri) su partecipazioni		(427)	(1.379)	952

Gli **oneri netti su partecipazioni** ammontano a €427 milioni e riguardano:

- le quote di competenza delle perdite di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €477 milioni riferite principalmente alla rilevazione di oneri straordinari nel bilancio della JV Vår Energi per svalutazioni di asset in relazione a ritardi di start-up di alcuni progetti e a incrementi di costo nonché la quota Eni della perdita della joint venture Saipem;
- i dividendi di €66 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€36 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co. (€14 milioni).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

	30 Giu. 2021	31 Dic. 2020	Var. ass.
	(€ milioni)		
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	53.802	53.943	(141)
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.806	4.643	163
Attività immateriali	3.398	2.936	462
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.318	995	323
Partecipazioni	7.372	7.706	(334)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.046	1.037	9
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.453)	(1.361)	(92)
	70.289	69.899	390
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.593	3.893	700
Crediti commerciali	9.446	7.087	2.359
Debiti commerciali	(10.098)	(8.679)	(1.419)
Attività (passività) tributarie nette	(3.728)	(2.198)	(1.530)
Fondi per rischi e oneri	(12.733)	(13.438)	705
Altre attività (passività) d'esercizio	(670)	(1.328)	658
	(13.190)	(14.663)	1.473
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.226)	(1.201)	(25)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	30	44	(14)
CAPITALE INVESTITO NETTO	55.903	54.079	1.824
Patrimonio netto degli azionisti Eni	40.496	37.415	3.081
Interessenze di terzi	84	78	6
Patrimonio netto	40.580	37.493	3.087
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	10.040	11.568	(1.528)
Passività in leasing	5.283	5.018	265
- di cui <i>working interest Eni</i>	3.635	3.366	269
- di cui <i>working interest follower</i>	1.648	1.652	(4)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.323	16.586	(1.263)
COPERTURE	55.903	54.079	1.824
Leverage	0,38	0,44	(0,06)
Gearing	0,27	0,31	(0,03)

Al 30 giugno 2021, il **capitale immobilizzato** di €70.289 milioni è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2020: gli investimenti/acquisizioni del periodo e l'effetto positivo delle differenze cambio sono stati compensati dagli ammortamenti e dalle svalutazioni.

Il **capitale di esercizio netto** (-€13.190 milioni) aumenta di €1.473 milioni per effetto dell'aumento del saldo netto dei movimenti nei crediti/debiti commerciali (circa +€0,9 miliardi) e dell'aumento del valore di libro delle scorte per effetto della contabilità del costo medio ponderato.

Il **patrimonio netto** (€40.580 milioni) è aumentato di €3.087 milioni rispetto al 31 dicembre 2020 per effetto dell'utile di periodo (€1.112 milioni), delle due emissioni ibride di circa €2 miliardi effettuate nel mese di maggio 2021 e delle differenze positive di cambio per effetto dell'apprezzamento del dollaro USA (+€1.037 milioni), in parte compensate dalla distribuzione del saldo dividendo 2020 agli azionisti Eni (€857 milioni).

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

L'**indebitamento finanziario netto**² al 30 giugno 2021 è pari a €15.323 milioni in riduzione di €1.263 milioni rispetto al 2020. Escludendo la lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €10.040 milioni in riduzione di €1.528 milioni.

Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,38 al 30 giugno 2021, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,25.

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 36.

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

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Utile (perdita) netto		1.112	(7.332)	8.444
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		4.273	8.305	(4.032)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(88)	(4)	(84)
- dividendi, interessi e imposte		2.135	1.966	169
Variazione del capitale di esercizio		(1.797)	688	(2.485)
Dividendi incassati da partecipate		354	328	26
Imposte pagate		(1.502)	(1.072)	(430)
Interessi (pagati) incassati		(394)	(501)	107
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.093	2.378	1.715
Investimenti tecnici		(2.389)	(2.568)	179
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(871)	(264)	(607)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		237	21	216
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		75	(393)	468
Free cash flow		1.145	(826)	1.971
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(1.185)	463	(1.648)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(361)	2.907	(3.268)
Rimborso di passività per beni in leasing		(445)	(462)	17
Flusso di cassa del capitale proprio		(844)	(1.537)	693
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.975		
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		22	(12)	34
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		307	533	(226)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		4.757	3.370	1.387

	Primo Semestre			
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.
Free cash flow		1.145	(826)	1.971
Rimborso di passività per beni in leasing		(445)	(462)	17
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(241)	(67)	(174)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(62)	40	(102)
Flusso di cassa del capitale proprio		(844)	(1.537)	693
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.975		
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		1.528	(2.852)	4.380
Rimborsi lease liability		445	462	(17)
Accensioni del periodo e altre variazioni		(710)	(456)	(254)
Variazione passività per beni in leasing		(265)	6	(271)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		1.263	(2.846)	4.109

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre è stato di €4.093 milioni con un incremento del 72%, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream (la manovra factoring ha dato un contributo positivo di circa €0,2 miliardi).

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €4.757 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting e dei contratti di vendita futura di gas con consegna fisica per i quali non è stata attivata la own use exemption.

La variazione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa -€1,5 miliardi di riduzione è dovuta alle emissioni di bond ibridi di €2 miliardi lordi e al free cash flow positivo prodotto dalla gestione di circa €1,1 miliardi,

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

in parte compensati dal pagamento del saldo dividendo 2020 di €0,24 per azione con un esborso di circa €840 milioni, dal pagamento delle rate di leasing di €445 milioni e dal consolidamento del debito delle società acquisite di €241 milioni.

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)	2021	2020
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.093	2.378
Variazione del capitale di esercizio		1.797	(688)
Esclusione derivati su commodity		(269)	112
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(815)	1.394
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri		(49)	174
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		4.757	3.370

Investimenti tecnici e in partecipazioni

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var %
Exploration & Production ^(a)		1.806	2.018	(212)	(10,5)
- acquisto di riserve proved e unproved		60		60	..
- ricerca esplorativa		160	247	(87)	(35,2)
- sviluppo di idrocarburi		1.547	1.740	(193)	(11,1)
- progetti CCUS		20		20	..
- altro		19	31	(12)	(38,7)
Global Gas & LNG Portfolio		15	7	8	114,3
Refining & Marketing e Chimica		335	377	(42)	(11,1)
- Refining & Marketing		234	274	(40)	(14,6)
- Chimica		101	103	(2)	(1,9)
EGL, Power & Renewables		160	141	19	13,5
- EGL		87	80	7	8,8
- Power		25	22	3	13,6
- Renewables		48	39	9	23,1
Corporate e altre attività		94	32	62	193,8
Effetto eliminazione utili interni		(3)	(7)	4	
Investimenti tecnici ^(a)		2.407	2.568	(161)	(6,3)
Investimenti in partecipazioni/business combination		871	264	607	229,9
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		3.278	2.832	446	15,7

(a) Include operazioni di reverse factoring poste in essere nel primo semestre 2021.

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €3,3 miliardi e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank A/B nel Mare del Nord, del 100% della società Aldro Energía nel business retail gas e del business della produzione di bio-gas in Italia (acquisizione del gruppo Fri-El Biogas Holding). Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati a suo tempo dai partner egiziani (€0,57 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €2,91 miliardi, in riduzione di circa il 2% vs. lo stesso periodo 2020 (sostanzialmente invariati a parità di cambio), interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Gli **investimenti tecnici** di €2.407 milioni (€2.568 milioni nel primo semestre 2020) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.547 milioni) in particolare in Indonesia, Egitto, Stati Uniti,

Messico, Emirati Arabi Uniti e Angola;

- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€198 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€36 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail (€87 milioni).

Risultati per settore di attività⁵

Exploration & Production

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		3.665	(1.678)	5.343	..
Esclusione special items		(446)	1.908	(2.354)	
Utile (perdita) operativo adjusted		3.219	230	2.989	..
Proventi (oneri) finanziari netti		(193)	(169)	(24)	
Proventi (oneri) su partecipazioni		219	43	176	
<i>di cui: Vår Energi</i>		143	8		
Imposte sul reddito		(1.473)	(677)	(796)	
Utile (perdita) netto adjusted		1.772	(573)	2.345	..
I risultati includono:					
Costi di ricerca esplorativa:		132	436	(304)	(69,7)
- <i>costi di prospezioni, studi geologici e geofisici</i>		102	100	2	
- <i>radiazione di pozzi di insuccesso</i>		30	336	(306)	

Nel primo semestre 2021 la ripresa del settore Exploration & Production si è rafforzata con un incremento di €3 miliardi dell'**utile operativo adjusted** rispetto al primo semestre 2020 e riflette il consistente rimbalzo dalla fase più acuta della crisi sostenuto dalla piena ripresa dello scenario petrolifero con il greggio di riferimento Brent aumentato del 63%. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati rispettivamente dell'81% per i liquidi e del 24% per il gas. Lo scenario positivo è stato solo in parte attenuato dalla flessione delle produzioni per l'attività manutentiva stagionale. Il risultato è stato sostenuto da ottimizzazioni dei costi e da minori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso nonché da negoziazioni contrattuali con effetto retroattivo.

L'**utile netto adjusted** di €1.772 milioni rispetto alla perdita di €573 milioni nel corrispondente periodo del 2020, con un incremento di €2.345 milioni, riflette la ripresa dell'utile operativo e il miglioramento dei risultati di Vår Energi (+€135 milioni). L'utile netto adjusted beneficia della riduzione del tax rate dovuto al miglioramento dello scenario prezzi, a un più favorevole mix geografico dei profitti (riduzione incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità), e al venir meno di alcuni fenomeni che nel 2020 avevano penalizzato il carico fiscale.

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

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		(240)	163	(403)	..
Esclusione special item		234	200	34	
Utile (perdita) operativo adjusted		(6)	363	(369)	..
Proventi (oneri) finanziari netti		(4)		(4)	
Proventi (oneri) su partecipazioni		(2)	(13)	11	
Imposte sul reddito		(11)	(123)	112	
Utile (perdita) netto adjusted		(23)	227	(250)	..

Nel primo semestre 2021 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €6 milioni rispetto la performance del corrispondente periodo del 2020 (utile operativo adjusted di €363 milioni), per effetto della significativa contrazione dello spread PSV-TTF e dell'impatto delle ottimizzazioni di portafoglio una tantum realizzate lo scorso anno, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai benefici da rinegoziazione dei contratti gas.

Il settore ha chiuso il semestre con una **perdita netta adjusted** di €23 milioni rispetto all'utile netto adjusted di €227 milioni del semestre 2020.

Refining & Marketing e Chimica

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		(115)	(2.302)	2.187	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(832)	1.370	(2.202)	
Esclusione special item		1.017	1.021	(4)	
Utile (perdita) operativo adjusted		70	89	(19)	(21,3)
- Refining & Marketing		(171)	220	(391)	..
- Chimica		241	(131)	372	..
Proventi (oneri) finanziari netti		(10)	(7)	(3)	
Proventi (oneri) su partecipazioni		(33)	(29)	(4)	
di cui: ADNOC R>		(49)	(32)		
Imposte sul reddito		(3)	(37)	34	
Utile (perdita) netto adjusted		24	16	8	50,0

Nel primo semestre 2021 il settore **Refining & Marketing e Chimica** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €70 milioni, in riduzione del 21% rispetto al primo semestre 2020.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €171 milioni rispetto all'utile operativo adjusted di €220 milioni del primo semestre 2020, a causa della perdurante crisi dello scenario di raffinazione dovuta alla pandemia, come evidenzia la lenta ripresa del trasporto aereo civile e altre dislocazioni di mercato, nonché dell'aumento degli oneri per certificati emissivi. Le ottimizzazioni degli assetti hanno consentito di recuperare parte della negatività dello scenario. I risultati del marketing hanno beneficiato di maggiori volumi commercializzati nel secondo trimestre, favoriti dalla progressiva riapertura dell'economia, in parte compensati dai minori margini.

Il business della **Chimica** gestito dalla Versalis ha conseguito un significativo miglioramento di performance chiudendo a €241 milioni di **utile operativo adjusted** rispetto alla perdita di €131 milioni registrata nel periodo di confronto. La performance ha beneficiato della ripresa della domanda globale di commodity in settori finali chiave quali l'automotive, il packaging e il settore dei beni di largo consumo, sostenendo i volumi e i margini, nonché del maggiore contributo della chimica rinnovabile. Inoltre, il settore ha potuto

catturare volumi di vendite addizionali (volumi cresciuti del 21%) grazie alla maggiore disponibilità degli impianti, sfruttando il rimbalzo della domanda e il minore import da paesi produttori (USA e Medio Oriente).

Il settore **Refining & Marketing e Chimica** ha registrato l'**utile netto adjusted** pari a €24 milioni (utile netto di €16 milioni nel periodo di confronto) dovuto al peggioramento di R&M.

Eni gas e luce, Power & Renewables

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2021	2020	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		828	213	615	..
Esclusione special item		(518)	63	(581)	
Utile (perdita) operativo adjusted		310	276	34	12,3
- <i>Eni gas e luce & Renewables</i>		247	173	74	42,8
- <i>Power</i>		63	103	(40)	(38,8)
Proventi (oneri) finanziari netti		(1)	(1)		
Proventi (oneri) su partecipazioni		3	7	(4)	
Imposte sul reddito		(89)	(87)	(2)	
Utile (perdita) netto adjusted		223	195	28	14,4

Nel primo semestre 2021 il business **Eni gas e luce & Renewables** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €247 milioni, in aumento del 43% rispetto il semestre di confronto, grazie al miglioramento delle performance del business extracommodity, con il contributo del fotovoltaico distribuito (acquisizione di Evolvere), alle azioni commerciali Italia, all'aumento del numero dei clienti in funzione della crescita organica e dell'acquisizione di Aldro Energía in Spagna, e alle minori perdite su crediti che riflettono il clima di ripresa economica.

Il business **power** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €63 milioni nel primo semestre 2021 con una riduzione del 39% rispetto il periodo di confronto 2020 dovuta principalmente a condizioni di mercato meno favorevoli e minori one off.

L'**utile netto adjusted** di settore è pari a €223 milioni, in miglioramento del 14% a seguito dell'incremento della performance operativa.

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

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

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

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 netto adjusted ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie.

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.

	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
I semestre 2021								
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
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		22						22
- 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.

I semestre 2020	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo		(1.678)	163	(2.302)	213	(401)	230	(3.775)
Esclusione (utile) perdita di magazzino				1.370			24	1.394
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		1		61				62
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.681		1.056	6	6		2.749
- plusvalenze nette su cessione di asset		1		(3)		(2)		(4)
- accantonamenti a fondo rischi		85				2		87
- oneri per incentivazione all'esodo		10	1	5	1	21		38
- derivati su commodity			151	(98)	59			112
- differenze e derivati su cambi			(7)	(14)	(3)			(24)
- altro		130	55	14		35		234
Special item dell'utile (perdita) operativo		1.908	200	1.021	63	62		3.254
Utile (perdita) operativo adjusted		230	363	89	276	(339)	254	873
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(169)		(7)	(1)	(351)		(528)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		43	(13)	(29)	7	(46)		(38)
Imposte sul reddito ^(a)		(677)	(123)	(37)	(87)	30	(65)	(959)
<i>Tax rate (%)</i>								..
Utile (perdita) netto adjusted		(573)	227	16	195	(706)	189	(652)
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								3
- azionisti Eni								(655)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(7.335)
Esclusione (utile) perdita di magazzino								991
Esclusione special item								5.689
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								(655)

(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 2021	31 dicembre 2020	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	26.677	26.686	(9)
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.587	4.791	796
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	21.090	21.895	(805)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(9.713)	(9.413)	(300)
Titoli held for trading	(6.407)	(5.502)	(905)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(517)	(203)	(314)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	10.040	11.568	(1.528)
Passività per beni in leasing	5.283	5.018	265
- <i>di cui working interest Eni</i>	3.635	3.366	269
- <i>di cui working interest follower</i>	1.648	1.652	(4)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.323	16.586	(1.263)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	40.580	37.493	3.087
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,25	0,31	(0,06)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,38	0,44	(0,06)

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

	Primo Semestre	
	2021	2020
(€ milioni)		
Utile (perdita) netto del periodo	1.112	(7.332)
Componenti non riclassificabili a conto economico	18	8
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	2	
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	16	8
Componente riclassificabili a conto economico	850	(206)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	1.037	(164)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(221)	(123)
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(30)	46
<i>Effetto fiscale</i>	64	35
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	868	(198)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.980	(7.530)
di competenza:		
- azionisti Eni	1.971	(7.533)
- interessenze di terzi	9	3

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020	47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(7.530)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.536)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	8
Totale variazioni	(9.061)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2020	38.839
di competenza:	
- azionisti Eni	38.767
- interessenze di terzi	72
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)
Emissione 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

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)	Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato (€ milioni)	30 giugno 2021		31 dicembre 2020	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			53.802		53.943
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.806		4.643
Attività immateriali			3.398		2.936
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.318		995
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			7.372		7.706
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (vedi nota 14)			1.046		1.037
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.453)		(1.361)
- crediti per attività di disinvestimento (vedi nota 6)		32		21	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti (vedi nota 8)		11		11	
- passività per attività di investimento (vedi nota 8)		(15)			
- debiti verso fornitori per attività di investimento (vedi nota 15)		(1.481)		(1.393)	
Totale Capitale immobilizzato			70.289		69.899
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			4.593		3.893
Crediti commerciali (vedi nota 6)			9.446		7.087
Debiti commerciali (vedi nota 15)			(10.098)		(8.679)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(3.728)		(2.198)
- passività per imposte sul reddito correnti		(442)		(243)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(342)		(360)	
- passività per altre imposte correnti (vedi nota 8)		(2.272)		(1.124)	
- passività per imposte differite		(5.947)		(5.524)	
- passività per altre imposte non correnti (vedi nota 8)		(26)		(26)	
- attività per imposte sul reddito correnti		160		184	
- attività per imposte sul reddito non correnti		153		153	
- attività per altre imposte correnti (vedi nota 8)		392		450	
- attività per imposte anticipate		4.409		4.109	
- attività per altre imposte non correnti (vedi nota 8)		180		181	
- crediti per consolidato fiscale (vedi nota 6)		8		3	
- debiti per consolidato fiscale (vedi nota 15)		(1)		(1)	
Fondi per rischi e oneri			(12.733)		(13.438)
Altre attività (passività), composti da:			(670)		(1.328)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine (vedi nota 14)		24		22	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri (vedi nota 6)		4.094		3.815	
- altre attività correnti (vedi nota 8)		7.080		2.236	
- altri crediti e altre attività non correnti (vedi nota 8)		892		1.061	
- accounti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri (vedi nota 15)		(2.722)		(2.863)	
- altre passività correnti (vedi nota 8)		(7.668)		(3.748)	
- altri debiti e altre passività non correnti (vedi nota 8)		(2.370)		(1.851)	
Totale Capitale di esercizio netto			(13.190)		(14.663)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.226)		(1.201)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			30		44
composte da:					
- attività destinate alla vendita		136		44	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(106)			
CAPITALE INVESTITO NETTO			55.903		54.079
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			40.580		37.493
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			26.677		26.686
- passività finanziarie a lungo termine		21.090		21.895	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.426		1.909	
- passività finanziarie a breve termine		3.161		2.882	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(9.713)		(9.413)
Titoli held-for-trading			(6.407)		(5.502)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (vedi nota 14)			(517)		(203)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			10.040		11.568
Passività per beni in leasing, composti da:			5.283		5.018
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.312		4.169	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		971		849	
Totale indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16 (a)			15.323		16.586
COPERTURE			55.903		54.079

(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 2021		Primo Semestre 2020	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto		1.112		(7.332)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.273		8.305
- ammortamenti	3.322		3.857	
- valutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	602		2.749	
- radiazioni	29		347	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	477		1.404	
- altre variazioni	(176)		(78)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	19		26	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(88)		(4)
Dividendi, interessi e imposte		2.135		1.966
- dividendi	(66)		(72)	
- interessi attivi	(38)		(72)	
- interessi passivi	394		458	
- imposte sul reddito	1.845		1.652	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.797)		688
- rimanenze	(890)		1.061	
- crediti commerciali	(1.916)		2.016	
- debiti commerciali	1.016		(2.605)	
- fondi per rischi e oneri	(242)		(399)	
- altre attività e passività	235		615	
Dividendi incassati		354		328
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(1.502)		(1.072)
Interessi (pagati) incassati		(394)		(501)
- Interessi incassati	15		33	
- Interessi pagati	(409)		(534)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.093		2.378
Investimenti		(2.389)		(2.568)
- attività materiali	(2.276)		(2.469)	
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(2)			
- attività immateriali	(111)		(99)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(871)		(264)
- partecipazioni	(540)		(155)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(331)		(109)	
Disinvestimenti		237		21
- attività materiali	176		15	
- attività immateriali	1			
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	76			
- imposte pagate sulle dismissioni	(35)			
- partecipazioni	19		6	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		75		(393)
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(69)		(100)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	75		(370)	
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	79		77	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(10)			
Free cash flow		1.145		(826)

segue Rendiconto finanziario riclassificato

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

	Primo Semestre 2021		Primo Semestre 2020	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		1.145		(826)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(1.185)		463
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.185)		463	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(361)		2.907
- assunzione di debiti finanziari non correnti	1.333		4.292	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.912)		(2.116)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	218		731	
Rimborso di passività per beni in leasing		(445)		(462)
Flusso di cassa del capitale proprio		(844)		(1.537)
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(839)		(1.534)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(5)		(3)	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		1.975		
- emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	1.985			
- pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(10)			
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		22		(12)
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	22		(12)	
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI		307		533

Fattori di rischio e incertezza

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati gestionali 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. I principali fattori alla base dell'andamento del prezzo sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale di petrolio e i livelli mondiali di scorte e di spare capacity. Nel breve termine la domanda di greggio è strettamente correlata alla congiuntura economica globale che a sua volta è influenzata da una molteplicità di variabili ed eventi imprevedibili quali crisi finanziarie, livelli di disoccupazione, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Le previsioni a medio-lungo termine della domanda petrolifera globale sono una materia complessa e soggettiva in ragione del numero delle variabili in grado di influenzare il consumo d'idrocarburi, tra le quali l'espansione demografica, la crescita economica e il miglioramento degli standard di vita, 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 (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change). I drammatici eventi del 2020 legati alla pandemia COVID-19 e le conseguenze di profonda recessione e di cambiamento dei modelli sociali con la diffusione dello smart working e del videoconferencing potrebbero aver causato una riduzione strutturale della domanda petrolifera mondiale, anche in relazione alla possibile accelerazione della transizione energetica trainata dalle imponenti misure di stimolo varate dai governi per ricostruire le economie su basi più sostenibili e compatibili con la tutela dell'ambiente.

L'offerta globale di greggio è influenzata in maniera determinante dalle politiche di produzione dell'OPEC+, il cartello che include i membri dell'originaria OPEC poi esteso ad altri importanti Paesi produttori come la Russia, il Kazakhstan e il Messico, in grado di controllare circa il 50% dell'offerta globale e quindi in certa misura i prezzi del petrolio. Tuttavia, la posizione del cartello è stata indebolita da alcuni anni a questa parte dalla rivoluzione dello shale oil USA. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale all'interno del cartello, poiché si stima che possieda un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, possano avere un impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni USA e UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, ad esempio l'embargo nei confronti delle esportazioni di greggio iraniano, le crisi regionali quali ad esempio quelle in corso in Venezuela e Libia con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi meteorologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

Nel primo semestre 2021 il prezzo del petrolio ha registrato un significativo recupero dopo il crollo del 2020 dovuto agli effetti della pandemia COVID-19 sulla domanda e sull'attività economica. L'inversione di tendenza avviata dal novembre 2020 in concomitanza con i "breakthrough" sul fronte dei vaccini si è progressivamente rafforzata grazie al reopening delle economie occidentali in funzione dei progressi della campagna vaccinale, all'accelerazione della crescita del PIL in Cina e USA, alle politiche produttive dei paesi dell'OPEC+ con la decisione di graduale allentamento dei tagli implementati nel maggio 2020 in risposta alla crisi pandemica, nonché alla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere internazionali, in particolare degli shale producer USA che hanno abbandonato le strategie di crescita a beneficio della selettività degli investimenti, del ripagamento del debito e del ritorno di cassa agli azionisti in risposta alla contrazione dei cash flow durante il downturn e alla minore propensione del sistema finanziario a investire nel settore oil per la sottoperformance ESG. La domanda petrolifera globale per il 2021 è prevista a circa 97 milioni di barili/giorno, in netto recupero rispetto al livello depresso del 2020 (91 milioni di barili/giorno,

un incremento di oltre il 6%). Sostenuto da questi andamenti e dalla riduzione dei livelli globali di scorte accumulate durante il downturn, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha superato nel mese di giugno la quota psicologica dei 70 \$/barile, registrando un turnaround notevole considerato che circa un anno fa all'apice della crisi erano state registrate quotazioni inferiori ai 20 \$/barile. La media primo semestre 2021 è stata di circa 65 \$/barile con un incremento di oltre il 60% rispetto al primo semestre 2020 (media 40 \$/barile). Il management esprime un cauto ottimismo sull'andamento del prezzo del petrolio nel secondo semestre 2021 basato sui continui segnali di rafforzamento della domanda e di assorbimento delle scorte in un clima di fiducia e di ripresa che sostiene la crescita macroeconomica. Permangono i rischi legati alla recrudescenza della pandemia in Asia, in importanti paesi consumatori quali India e Giappone, alla compattezza dell'OPEC+, nonché al possibile rientro sul mercato delle produzioni iraniane in funzione dei progressi per ripristinare gli accordi nucleari del 2015 che avrebbe come effetto la cessazione delle sanzioni USA.

Nonostante il rimbalzo del Brent registrato fin qui nel 2021, considerate le incertezze dello scenario petrolifero e l'accelerazione della transizione energetica il management conferma in occasione della relazione semestrale 2021 la previsione di prezzo di lungo termine del petrolio Brent di 60 \$/barile in moneta reale 2023 adottata in sede di bilancio 2020, sulla cui base sono definiti i piani d'investimento e le valutazioni di recuperabilità degli attivi oil&gas.

I prezzi del gas, anch'essi penalizzati nel 2020 dalla crisi del COVID-19, hanno registrato un recupero ancora più significativo del petrolio grazie all'assorbimento dell'eccesso di offerta di LNG dovuto alla disciplina finanziaria degli shale producer USA che ha avuto l'effetto di ridurre le produzioni di gas associate destinate all'export. Inoltre, la domanda globale di gas ha registrato un notevole incremento nel corso del 2021 anche in relazione a una stagione invernale particolarmente rigida nel Sud-Est Asiatico e successivamente per effetto della ripresa dell'attività industriale. I prezzi spot del gas naturale rilevati ai principali mercati dell'Europa continentale sono più che raddoppiati: PSV Italia media di 231 €/migliaia di metri cubi (+138% semestre vs. semestre), ancora più accentuato il TTF che ha beneficiato in via diretta dei minori flussi d'importazione di LNG con una media nel semestre di 229 €/migliaia di metri cubi (+187%). 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 2021 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo adjusted) ha registrato un incremento di €2,5 miliardi rispetto al 2020 dovuto essenzialmente allo scenario. Il flusso di cassa netto da attività operativa aumentato di €1,7 miliardi ha anch'esso beneficiato dello scenario.

L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).

Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo delle commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Compagnia di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà oil&gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste considerazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, rinviare o rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni. A causa della crisi del COVID-19 che potrebbe aver causato una riduzione strutturale della domanda petrolifera e dei rischi di accelerazione della transizione energetica, il

management ha adottato un approccio più selettivo rispetto al passato nell'allocazione delle risorse al core business oil&gas che nel prossimo quadriennio attirerà un programma di capex di circa €4,5 miliardi per anno (prima del COVID-19 erano nell'intorno dei €6 miliardi).

L'attività oil&gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. La selettività degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale considerata la volatilità dei flussi di cassa. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il cash flow operativo ha una prevedibilità limitata poiché è soggetto alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi, che il management per scelta ha deciso di non coprire con gli strumenti finanziari. Inoltre, è soggetto a numerose altre variabili: (i) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai pozzi di produzione; (ii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iii) i rischi geopolitici; (iv) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nonostante Eni non abbia al momento sperimentato alcuna difficoltà di accesso al credito, l'ottenimento di nuovi finanziamenti è esposto al rischio della crescente diffidenza da parte di banche e altre istituzioni finanziarie a erogare fondi a sostegno di nuovi progetti oil&gas in relazione alla transizione energetica. Questo potrebbe comportare un aumento del costo delle nuove emissioni o la necessità di rivedere i programmi di sviluppo.

Per questi motivi, il management Eni ha adottato una politica di forte selettività dei progetti d'investimento con l'obiettivo di aumentarne la resilienza del portafoglio di asset oil&gas alla volatilità dei prezzi del petrolio, riducendo il livello di prezzo del Brent in corrispondenza del quale l'attività oil&gas di Eni è in grado di autofinanziare gli investimenti. Il programma d'investimenti per l'esplorazione e lo 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.

Infine, 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 2021, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto negativo sulle produzioni di circa 6 mila boe/giorno rispetto allo stesso periodo del 2020.

Refining & Marketing e Chimica sono business ciclici, i cui risultati dipendono dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle. Da alcuni anni il business raffinazione evidenzia una performance in continuo deterioramento a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria europea, in particolare del bacino del Mediterraneo, in relazione all'overcapacity, a dinamiche asfittiche nei consumi di carburanti nei mercati regionali e alla pressione competitiva da parte dei produttori del Medio Oriente e della Cina avvantaggiati rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive e minori obbligazioni ambientali. Gli eventi connessi al COVID-19 hanno accelerato la crisi della raffinazione europea a causa della contrazione dei consumi di carburanti, che si ritiene possono non recuperare i livelli pre-COVID anche in relazione alla penetrazione degli EV. Questi fattori hanno frenato la dinamica dei prezzi dei prodotti, in particolare dei distillati medi, in relazione al sensibile recupero del costo della carica petrolifera e hanno determinato nel primo semestre margini di raffinazione negativi, caratterizzando uno dei peggiori scenari della storia (media primo semestre pari a -0,5 \$/barile vs. 2,9 \$/barile nel primo semestre 2020). Inoltre, l'aumento degli oneri per acquisti di emission allowance penalizza i costi operativi; nel primo semestre il costo dei certificati emissivi nell'ambito dell'ETS europeo è raddoppiato rispetto al primo semestre 2020 (media di circa 44 €/tonnellate) sia per effetto della ripresa dell'attività industriale sia per le aspettative di politiche di assegnazione da parte dell'UE sempre più severe

in relazione agli obiettivi climatici sanciti nel Green Deal europeo. Sulla base di questi trend, il management ha rivisto al ribasso le proiezioni dei margini di raffinazione nel breve-medio termine, mentre sono state riviste al rialzo le previsioni di oneri per CO₂ con conseguente revisione negativa dei flussi di cassa futuri associati all'uso delle raffinerie e la rilevazione di svalutazioni di impianti e il write-off degli investimenti di compliance relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi per circa €1 miliardo che si aggiungono ai circa €1,8 miliardi rilevati nel precedente biennio, con questo azzerando sostanzialmente il valore di libro delle raffinerie europee.

Il business della Chimica Eni è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità e pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (i produttori Medio-Orientali integrati o i produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker, più conveniente della nafta) e maggiore diversificazione geografica; questi fattori sono maggiormente evidenti durante le fasi di minore crescita economica, come accaduto durante la recessione del 2020 dovuta al COVID-19. Nel primo semestre 2021 il settore Chimico dell'Eni ha beneficiato della fase di ripresa dell'economia mondiale e altri fattori contingenti che hanno influito sulla disponibilità di prodotto, registrando margini superiori alla media storica. Nella seconda parte dell'anno è atteso un ribilanciamento della domanda-offerta dell'industria di riferimento che comporterà una pressione al ribasso sui prezzi; tuttavia i margini sono attesi rimanere su un livello superiore a quelli della seconda parte del 2020.

Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocarburi, a beneficio dei business dei biocarburanti, e della chimica da fonte rinnovabile e da riciclo, nonché aumentando la specializzazione verso polimeri ad alto valore aggiunto, caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2020 circa l'83% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Medio Oriente e Sud-Est asiatico. 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 dell'Eni di continuare a operare o di operare in modo economico.

L'outlook finanziario di alcuni paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento nel corso del 2020 a causa della contrazione delle entrate petrolifere connessa agli effetti della crisi dovuta al COVID-19, riducendo il grado di solvibilità delle compagnie petrolifere di Stato e di operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve.

Attualmente i paesi di presenza Eni con un maggiore profilo di rischio geopolitico o controparte sono Venezuela, Nigeria e Libia.

Il Venezuela sta attraversando una crisi strutturale economica e finanziaria a causa della contrazione delle entrate petrolifere, principale fonte di reddito del Paese, dovuta agli effetti delle sanzioni USA che ne hanno di fatto precluso l'accesso ai finanziamenti necessari per sviluppare le riserve determinando la caduta dei livelli produttivi. Tale situazione di debolezza è stata esacerbata dagli impatti del COVID-19. Le restrizioni finanziarie USA hanno avuto come target principale la società petrolifera di Stato *Petróleos de Venezuela SA* ("PDVSA").

Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti di Eni, che sono concentrati in due grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale *Cardón IV*, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e il campo ad olio pesante onshore *PetroJunín*, operato dall'omonima società i cui azionisti sono la società di Stato *PDVSA* ed Eni, in regime di "Empresa Mixta". I due progetti sono stati oggetto di svalutazioni in esercizi passati con la riclassifica di importanti volumi di

riserve alla categoria “probabile” in funzione delle ridotte prospettive di producibilità. Correntemente l’esposizione Eni nelle due iniziative petrolifere ammonta a circa €1 miliardo, relativi principalmente ai crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla e al finanziamento del progetto. A causa del regime sanzionatorio USA, nel corso del semestre Eni ha cessato ogni transazione per l’ottenimento di rimborsi in-kind sia dei crediti outstanding sia di quelli derivanti dal fatturato del periodo.

La Nigeria sta lentamente uscendo dalla grave crisi finanziaria ed economica conseguente alla pandemia. Le principali esposizioni del Gruppo e i relativi rischi controparte riguardano il finanziamento dei progetti oil&gas operati, dove Eni sostiene upfront tutti i costi di sviluppo e addebita alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali la quota di costi di loro competenza. Sia NNPC sia i partner locali hanno incontrato difficoltà nell’adempiere le obbligazioni di funding dei progetti, determinando l’aumento dell’esposizione finanziaria di Eni. L’esposizione nei confronti di NNPC ha registrato una riduzione nel corso del primo semestre; mentre il recupero dei crediti outstanding nei confronti di un partner locale è diventato più rischioso anche a causa di contestazioni del credito Eni. Inoltre, come anticipato nella premessa, la tutela dei diritti contrattuali delle compagnie petrolifere internazionali è soggetto a sistemi di enforcement meno certi rispetto ai paesi OCSE. Lo scorso maggio 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 rispetto dei termini contrattuali e di tutte le condizioni e i requisiti per tale conversione. A tutela del proprio diritto, 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 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, compromettendo a più riprese la regolarità e la sicurezza delle operazioni dell’Eni nel Paese. Da settembre 2020 la situazione è migliorata grazie a un accordo di pacificazione interno che ha consentito la ripresa di tutte le attività bloccate a causa dei recenti conflitti, aprendo una fase di stabilizzazione. Nel primo semestre 2021 la produzione Eni in Libia è stata di 167 mila boe/giorno. Nonostante tale sviluppo, il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d’incertezza per il futuro prevedibile. Attualmente la Libia rappresenta circa il 10% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l’espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

RISCHIO CLIMATE CHANGE

La transizione energetica cioè il passaggio da un mix energetico basato sui combustibili fossili a uno a contenute/zero emissioni di carbonio rappresenta un rischio strategico per il core business delle società oil&gas. Le iniziative di decarbonizzazione messe in campo dai governi di molti paesi industrializzati, in particolare dell’area OCSE, la spinta della società civile e della comunità internazionale, l’evoluzione delle preferenze dei consumatori e il diffondersi di una crescente sensibilità al tema del cambiamento climatico e della salvaguardia dell’ecosistema sono tutti fattori che potrebbero determinare nel medio-lungo termine lo spiazzamento della domanda d’idrocarburi da parte di altri vettori energetici. La pandemia COVID-19 del 2020 e la grave crisi economica e sociale che ne è scaturita hanno contribuito ad accelerare tale processo, poiché i governi hanno varato misure di stimolo fiscale di entità rilevante con l’obiettivo di ricostruire le economie su basi maggiormente sostenibili e in chiave low carbon, allocando la gran parte delle risorse finanziarie ai settori energie rinnovabili, mobilità smart ed elettrificazione.

Gli stati possono perseguire l’obiettivo della decarbonizzazione attraverso normative volte a limitare il consumo degli idrocarburi, quali la tassazione delle emissioni di anidride carbonica (CO₂), e queste regolamentazioni possono sopprimere la domanda petrolifera e incrementare i costi operativi delle compagnie oil&gas. Nel primo semestre 2021, il costo per l’acquisto di certificati emissivi “emission allowances” nell’ambito del sistema europeo di tassazione della CO₂ “ETS” – Emission Trading Scheme – sono più che raddoppiati rispetto al corrispondente periodo di un anno fa non solo per la ripresa dell’attività industriale ma anche e soprattutto per l’accordo sulla legge europea sul clima che sancisce l’impegno dell’UE a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 con un target emissivo intermedio più ambizioso rispetto

al precedente (-55% di emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 vs. la baseline 1990).

Le compagnie petrolifere sono sottoposte a uno scrutinio sempre più rigoroso e a una pressione crescente da parte degli stati e dei vari stakeholder riguardo la loro capacità di evolvere il modello di business in coerenza con il percorso di decarbonizzazione intrapreso dalla società civile, in particolare in Europa e negli Stati Uniti d'America. In questo quadro si inseriscono gli sviluppi epocali occorsi nel mese di maggio nei confronti di tre grandi player internazionali dell'oil&gas. Una corte civile dei Paesi Bassi accogliendo le istanze di ricorrenti organizzazioni ambientaliste ha intimato alla Royal Dutch Shell di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (comprese quelle derivanti dall'uso dei prodotti – scope 3) del 45% rispetto al livello 2019 entro il 2030, argomentando la sentenza sulla base di principi internazionali a tutela dei diritti umani e della legge non scritta del dovere di curare la riduzione delle emissioni (duty-of-care). Il verdetto della corte olandese potrebbe aprire la strada all'avvio di cause simili nei confronti delle società oil&gas in altre giurisdizioni, nonché aumentare il rischio di soccombenza nelle azioni pendenti presso diversi tribunali, in particolare presso le corti statunitensi, finalizzate all'ottenimento del risarcimento dei danni potenzialmente riconducibili al cambiamento climatico. Negli stessi giorni, le statunitensi ExxonMobil e Chevron hanno dovuto fare i conti con lo "shareholder activism" che in un caso ha ottenuto la nomina di alcuni membri del consiglio, nell'altro l'approvazione di una risoluzione per tagliare le emissioni, in entrambi i casi il driver è stato l'accelerazione delle strategie di transizione energetica.

Questi eventi dimostrano come la comunità e gli stakeholder stiano mettendo in discussione la licenza sociale ad operare delle società petrolifere occidentali percepite poco virtuose o restie ad adattare il proprio business model allo scenario di decarbonizzazione, sostenendone i relativi investimenti.

Banche, finanziatori, società di assicurazioni e fondi d'investimento utilizzano in via sistematica gli indicatori di performance ESG delle compagnie come uno dei parametri fondamentali per le decisioni d'investimento/finanziamento. È possibile che le società petrolifere possano sperimentare difficoltà di accesso al mercato dei capitali con conseguente aumento dei costi di finanziamento e del rischio equity. Sulla base di queste considerazioni, alcune società di rating hanno valutato di eseguire un "downgrading" del settore oil&gas citando i rischi della transizione energetica, l'accelerazione del timing della "peak hydrocarbons demand" e la crescente adozione del mandato ESG nelle decisioni d'investimento di fondi e istituzioni finanziarie.

Le tendenze descritte potrebbero comportare nel medio lungo termine il declino strutturale della domanda d'idrocarburi e l'aumento dei costi operativi e del costo del capitale per le società oil&gas con effetti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita, i risultati operativi, il cash flow e i ritorni per gli azionisti.

Eni sta attuando una strategia di lungo termine finalizzata a trasformare il modello di business in chiave sostenibile, in coerenza con il percorso di transizione energetica degli stati e dell'economia. Il punto fondamentale di tale strategia è l'obiettivo di neutralità carbonica al 2050 cioè il conseguimento di zero emissioni assolute nette riferite a tutti i processi e i prodotti commercializzati dal Gruppo (emissioni scope 1-2-3) in relazione all'intero ciclo di vita e l'annullamento della sottostante intensità emissiva. L'obiettivo di lungo termine è declinato in target intermedi chiari e rigorosi: riduzioni delle emissioni assolute del 25% e del 65% rispettivamente al 2030 e al 2040 (vs. baseline 2018) e intensità emissiva in calo del 15% e del 40% alle stesse date.

La strategia dell'Eni prevede il progressivo disimpegno dagli idrocarburi tradizionali con il mantenimento nel lungo termine della sola componente gas e un piano d'investimenti finalizzato a incrementare in misura rilevante la capacità di generazione di energia da fonti rinnovabili, a potenziare le bio-raffinerie, a migliorare l'efficienza energetica e a promuovere l'economia circolare e la produzione di idrogeno blue e verde per le bio-raffinerie. Altro driver della decarbonizzazione dell'Eni sono i progetti di emissioni negative: cattura/riutilizzo della CO₂ (CCS/CCU) e le iniziative di "forestry conservation" per compensare le emissioni residue del portafoglio Eni. Inoltre, la Compagnia ha adottato nel core business oil&gas un modello operativo volto a ridurre il rischio di stranded asset poiché basato sulla selettività degli investimenti, su sviluppi convenzionali a ridotto time-to-market e in sinergia con le infrastrutture esistenti e sul contenimento dell'esposizione finanziaria grazie al breve periodo di pay-back. Questi driver hanno consentito a Eni di ridurre il prezzo Brent di break-even attualmente stimato a 23 \$/barile in media per il portafoglio dei progetti in esecuzione, che ne assicura la resilienza anche a scenari di declino strutturale della domanda d'idrocarburi.

Il 18 maggio 2021 l'International Energy Agency (IEA) ha presentato il Net Zero 2050, una roadmap per il conseguimento dell'obiettivo di zero emissioni nette del sistema energetico entro il 2050 che rappresenta

uno dei più sfidanti scenari di decarbonizzazione presenti sul mercato. Le principali assunzioni del Net Zero 2050 dello IEA sono lo stop immediato a nuovi progetti oil&gas, la riduzione del 75% della domanda di olio al 2050 (24 milioni di barili/giorno dai 96 milioni di barili/giorno correnti) e una previsione di prezzo del barile di 35 \$/barile al 2030 e 25 \$/barile al 2050, in moneta corrente.

Eni intende considerare tali ipotesi tra le informazioni di terze parti che la Società utilizza come riferimento per le analisi di scenario.

Si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2020 per maggiori informazioni sull'esposizione di Eni ai climate-related risks in base alle linee guida della TCFD e per le valutazioni di resilienza del portafoglio oil&gas agli scenari low carbon (sensitivity analysis).

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi convenzionali comportano elevati investimenti con tempi di "pay-back" medio-lunghi e sono soggette al rischio minerario e a rischi operativi di varia natura in funzione delle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas e dell'instabilità degli idrocarburi. Il rischio minerario è l'aleatorietà dell'attività esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi non economiche; mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sottoperformance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi convenzionali sono investimenti di medio-lungo termine, esposti al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di costi superiori a quelli pianificati, possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità del prezzo degli idrocarburi che potrebbero essere inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID). Inoltre, numerosi rischi operativi possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning. I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle licenze. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.) e delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità, operazioni offshore), l'attività upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti e della proprietà. Incidenti quali blow-out di pozzi, collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature e conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, esplosioni e altri eventi simili potrebbero essere di entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze negative, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario determinando impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore, che rappresentano quota rilevante della complessiva produzione equity Eni (circa 65% nell'anno 2020) a causa della maggiore complessità delle operazioni associata alla sensibilità degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi.

Incertezze nelle stime delle riserve Oil & Gas

L'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai tempi di sostenimento dei costi di sviluppo futuri dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

- la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;

- le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo;
- modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;
- l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti Eni successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso;
- le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe di Eni, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima. Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della Società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e pertanto influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blow-out, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline, gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria causati anche nelle day-to-day operations potrebbero comportare modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose o obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare.

Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali. Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti o di incorrere in passività ambientali che potrebbero avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

RISCHI CONNESSI ALLA REGOLAMENTAZIONE DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO DEGLI IDROCARBURI

L'attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi è soggetta a un complesso di norme, di regolamenti e di prescrizioni amministrative da parte degli ordinamenti e dei Governi in tutti gli Stati del mondo con l'intento di disciplinare materie quali l'assegnazione e l'esercizio dei titoli minerari per l'esplorazione, la prospezione e la coltivazione degli idrocarburi sulla terraferma e nel mare territoriale, l'imposizione a carico delle società petrolifere di obblighi specifici in relazione all'esecuzione dei programmi di perforazione e altre attività di giacimento, misure di protezione dell'ambiente e di prevenzione degli incidenti, prescrizioni relative allo smantellamento dei pozzi e delle infrastrutture minerarie al termine dell'attività e di ripristino delle aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

In Italia le concessioni di coltivazione degli idrocarburi assegnate agli operatori del settore, tra cui Eni, potrebbero subire delle modifiche per effetto dell'adozione prevista entro il prossimo settembre del "piano nazionale per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee" (PiTESAI), introdotto dal DL 135/2018 convertito nella legge 12/2019. Con tale piano, il Legislatore si propone di individuare le aree che possono ritenersi compatibili con lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nel territorio nazionale, incluso il mare sulla base di criteri ambientali e di altra natura. Tale provvedimento che ha disposto una moratoria delle attività esplorative e la sospensione dell'assegnazione di nuove concessioni di sviluppo mantenendo l'efficacia delle sole concessioni in essere comprese eventuali proroghe già richieste, potrebbe comportare un ridimensionamento o revoca delle concessioni valutate non idonee alla scadenza del titolo o della proroga conferiti.

La concessione più importante per Eni in Italia è Val d'Agri che è scaduta il 26 ottobre 2019 e per la quale è stata presentata al MiSE, nei termini di legge, apposita istanza di proroga decennale. Nell'istanza di proroga è confermato il programma lavori approvato, relativo al primo periodo della concessione. Pertanto, qualora l'eventuale adozione del PiTESAI comportasse delle modifiche all'area della concessione, tali modifiche sarebbero efficaci alla scadenza del periodo di proroga decennale di cui è stato già avviato l'iter amministrativo. Inoltre, altre 41 concessioni di coltivazione sono attualmente in regime di "prorogatio".

I criteri di definizione delle aree idonee stabiliti dal PiTESAI non sono sufficientemente dettagliati per consentire prima dell'emanazione un'oggettiva determinazione delle aree a rischio. Pertanto, non sono oggettivamente determinabili gli effetti sui volumi di riserve di idrocarburi che potranno essere prodotti e quindi sui relativi flussi di cassa ottenibili, anche se allo stato non si ha motivo di ritenere che tali effetti possano essere rilevanti.

RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIATI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

Nel primo semestre 2021 i prezzi del gas in Europa, sulla scia del forte recupero dello scenario energetico, hanno registrato aumenti molto significativi per i principali benchmark rispetto al primo semestre del 2020 (PSV per il mercato Italia +138%; TTF per i mercati europei nord-occidentali +187%). I driver di tale performance sono una crescita della domanda gas in Europa che si è sostanzialmente riportata ai livelli pre COVID-19 unita alle minori importazioni di GNL per effetto della maggiore domanda soprattutto nel bacino del Pacifico sia per ripresa economica che per l'inverno particolarmente rigido nel Sud-Est asiatico. Le quotazioni del benchmark dei mercati spot continentali (TTF) per via della riduzione dei flussi di import di LNG hanno evidenziato una maggiore crescita rispetto al prezzo benchmark del mercato spot Italia (PSV), quest'ultimo frenato dal permanere dell'eccesso di offerta nel mercato italiano dovuto all'avvio della nuova linea d'importazione TAP e dalle maggiori importazioni dal nord Africa, con la conseguente sostanziale chiusura degli spread tra i due benchmark. Tale sviluppo ha penalizzato in misura rilevante la performance del primo semestre 2021 nel business della commercializzazione all'ingrosso che è esposto allo spread tra prezzi spot nel mercato Italia, principale benchmark dei prezzi di vendita, e prezzi spot agli hub continentali a cui sono indicizzati alcuni costi di approvvigionamento. La scarsa liquidità del mercato spot Italia non consente di attuare efficaci azioni di risk management.

Il portafoglio di approvvigionamento gas dell'Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore al rischio finanziario di pagare il gas non ritirato fino a concorrenza dell'obbligo minimo di prelievo annuale (v. paragrafo successivo), che può verificarsi in caso di dinamiche competitive sfavorevoli (quali uno scenario di oversupply o una situazione di mercato

quale quella corrente).

Il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ottenere maggiori flessibilità operative. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione dei costi di approvvigionamento, nonché di ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato. Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrali relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale dei procedimenti in corso per i quali al momento è stata valutata non probabile la soccombenza, o non attendibile la stima della relativa passività; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi o l'emergere di nuove evidenze e informazioni che possano comportare una revisione della giudizio sulla probabilità di soccombenza ovvero possano fornire elementi sufficienti per una stima attendibile dell'ammontare dell'obbligazione; (iii) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione, nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

RISCHIO CYBER SECURITY

Il rischio di cyber security rappresenta la possibilità che attacchi informatici compromettano i sistemi informativi aziendali (gestionali e industriali) avendo come principali conseguenze l'interruzione dei servizi erogati, la sottrazione di informazioni sensibili per Eni, con impatti sia economici, sia reputazionali. Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

- Eni è una oil&gas company e rappresenta un obiettivo chiave per i cyber attack dato il contesto geopolitico in cui opera;
- il trend dei cyber attack in termini di frequenza e pericolosità è in crescita e, più in generale, aumentano le attività volte all'acquisizione di informazioni sensibili, sia attraverso l'utilizzo del fattore umano, sia mediante intercettazioni ed intrusioni telematiche;
- i fenomeni di social engineering e phishing, anche attraverso l'utilizzo del marchio Eni, sono in crescente diffusione.

Le possibili conseguenze riguardano:

- la perdita di riservatezza, ovvero la diffusione intenzionale o accidentale di informazioni riservate, che può determinare perdite per Eni in termini di vantaggi competitivi, danni di immagine e reputazione e impatti di carattere legale ed economico (e.g. sanzioni) dovuti al mancato rispetto di obblighi normativi e/o contrattuali;
- la perdita di integrità e disponibilità in merito a informazioni e sistemi a supporto del business, che possono determinare una perdita di profitto dovuta alla mancata erogazione di servizi e/o danni agli asset aziendali.

Evoluzione prevedibile della gestione

- Previsto un flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo superiore a €10 miliardi assumendo 65 \$/barile di Brent e un margine di raffinazione SERM leggermente negativo.
- Produzione di idrocarburi 2021 confermata a circa 1,7 milioni di boe/giorno. Produzione nel terzo trimestre attesa a 1,68 milioni di boe/giorno.
- Capacità rinnovabile installata e in costruzione in forte crescita con target a fine anno pari a 2 GW, in significativo aumento rispetto alla precedente previsione di circa 1 GW. Grazie anche alle recenti acquisizioni, si stima che la capacità installata passi dal target iniziale di 0,7 GW a 1,2 GW a fine 2021.
- Tutte le altre previsioni sull'anno rimangono confermate e sono di seguito ricapitolate:
 - spending organico per investimenti di circa €6 miliardi, di cui circa €4,5 miliardi nell'E&P;
 - target esplorativo annuale di circa 500 milioni di barili di scoperte;
 - GGP: utile operativo adjusted quasi a breakeven, nonostante il peggioramento dello scenario; free cash flow 2021 atteso a circa €200 milioni;
 - Eni gas e luce & Renewables: utile operativo adjusted a €350 milioni, cash flow operativo di circa €400 milioni;
 - Downstream: utile operativo pro-forma a circa €400 milioni. La maggior parte del risultato è portato dalla Chimica la cui performance è prevista compensare i risultati della R&M con margini di raffinazione debolmente negativi;
 - Leverage 2021 atteso minore di 0,3, assumendo un Brent di 65 \$/barile e un margine di raffinazione SERM leggermente negativo.

Remunerazione degli Azionisti

- Il Consiglio di Amministrazione ("CdA") Eni, avendo valutato il miglioramento dei fondamentali dello scenario energetico e le prospettive di evoluzione del mercato, ha deliberato uno scenario di riferimento Brent di 65 \$/barile che in funzione della Politica di remunerazione degli azionisti, approvata il 18 febbraio u.s., ha determinato:
 - **un dividendo annuale nell'esercizio fiscale 2021 di €0,86 per azione¹** che cresce oltre il 100% rispetto al 2020 ritornando ai livelli pre-COVID;
 - l'avvio di un **programma di buy-back da €400 milioni²**.
- In forza della delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio u.s., il CdA ha deliberato la distribuzione del 50% del dividendo previsionale a titolo di acconto dividendo 2021, pari a €0,43 per azione, con pagamento a settembre³, mediante utilizzo delle riserve disponibili di Eni SpA.

¹ In linea con la dividend policy annunciata al mercato il 19 febbraio u.s. in occasione della strategy presentation (v. pag.31) di cui al seguente URL <https://eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2021/strategy-4q-2020/strategy-2021-2024.pdf>.

² Le modalità di attuazione del programma di acquisto delle azioni proprie sono illustrate in questa Relazione nella sezione "Altre Informazioni – Avvio del programma di buy-back".

³ Data stacco cedola 20 settembre 2021 (record date 21 settembre), messa in pagamento 22 settembre 2021.

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 2021 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle tredici 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 Finance USA Inc, Eni UK Ltd, Eni UK Holding Plc, 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

Non si segnalano fatti di rilievo dopo il 30 giugno 2021.

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 29 luglio 2021, sotto la presidenza di Lucia Calvosa, ha deliberato l'avvio del programma di acquisto di azioni proprie per il 2021, per un ammontare massimo di €400 milioni e per un numero di azioni non superiore a 252 milioni, in conformità a quanto previsto dal Piano Strategico 2021 – 2024 per uno scenario di riferimento Brent pari a 65 \$/barile e in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 12 maggio 2021.

Il programma di buy-back è finalizzato a riconoscere agli azionisti un'ulteriore remunerazione rispetto alla distribuzione di dividendi.

Gli acquisti saranno avviati entro l'ultima decade di agosto 2021 e termineranno al più tardi entro il mese di aprile 2022.

Il programma sarà eseguito tramite un intermediario abilitato, che adotterà le decisioni in merito agli acquisti in piena indipendenza, anche in relazione alla tempistica delle operazioni e nel rispetto di limiti giornalieri di prezzo e di volume.

In particolare, il prezzo di acquisto delle azioni proprie non potrà discostarsi in diminuzione o in aumento di oltre il 5% rispetto al prezzo ufficiale registrato dal titolo Eni S.p.A. nella seduta del Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. ("MTA") del giorno precedente ogni singola operazione e, comunque, non potrà essere superiore al prezzo più elevato tra il prezzo dell'ultima operazione indipendente e il prezzo dell'offerta di acquisto indipendente corrente più elevata sul MTA.

Gli acquisti saranno effettuati sul MTA, nel rispetto dell'art. 144-bis, comma 1, lett. b) del Regolamento Consob 11971/1999 e delle ulteriori condizioni previste dalla delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 12 maggio 2021, nonché con modalità conformi a quanto previsto dal Regolamento (UE) 596/2014 in materia di abusi di mercato e dal Regolamento Delegato (UE) 2016/1052.

Al 29 luglio 2021, Eni detiene n. 33.045.197 azioni proprie, pari allo 0,92% del capitale sociale, acquistate sulla base dei precedenti programmi di buyback.

Le società controllate da Eni non detengono azioni della Società.

I dettagli delle operazioni effettuate saranno comunicati al mercato entro i termini e con le modalità previste dalla normativa vigente.

Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	30.06.2021		31.12.2020	
		Totale	parti correlate	Totale	parti correlate
ATTIVITA'					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti		9.713		9.413	
Attività finanziarie destinate al trading	(5)	6.407		5.502	
Altre attività finanziarie	(14)	563	44	254	41
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	13.580	676	10.926	802
Rimanenze	(7)	4.593		3.893	
Attività per imposte sul reddito		160		184	
Altre attività	(8) (20)	7.472	314	2.686	145
		42.488		32.858	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(9)	53.802		53.943	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(10)	4.806		4.643	
Attività immateriali	(11)	3.398		2.936	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(7)	1.318		995	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	6.368		6.749	
Altre partecipazioni	(13)	1.004		957	
Altre attività finanziarie	(14)	1.024	807	1.008	766
Attività per imposte anticipate	(19)	4.409		4.109	
Attività per imposte sul reddito		153		153	
Altre attività	(8) (20)	1.083	44	1.253	74
		77.365		76.746	
Attività destinate alla vendita	(21)	136		44	
TOTALE ATTIVITA'		119.989		109.648	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(16)	3.161	124	2.882	52
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(16)	2.426		1.909	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	971	126	849	54
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	14.302	1.785	12.936	2.100
Passività per imposte sul reddito		442		243	
Altre passività	(8) (20)	9.955	201	4.872	452
		31.257		23.691	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(16)	21.090		21.895	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	4.312	45	4.169	112
Fondi per rischi e oneri	(18)	12.733		13.438	
Fondi per benefici ai dipendenti		1.226		1.201	
Passività per imposte differite	(19)	5.947		5.524	
Passività per imposte sul reddito		342		360	
Altre passività	(8) (20)	2.396	417	1.877	23
		48.046		48.464	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(21)	106			
TOTALE PASSIVITA'		79.409		72.155	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		24.530		34.043	
Riserve per differenze cambio da conversione		4.932		3.895	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		6.507		4.688	
Azioni proprie		(581)		(581)	
Utile (perdita) del periodo		1.103		(8.635)	
Totale patrimonio netto di Eni		40.496		37.415	
Interessenze di terzi		84		78	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(22)	40.580		37.493	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		119.989		109.648	

Conto economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2021		I semestre 2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica	(25)	30.788	835	22.030	556
Altri ricavi e proventi		651	16	460	19
TOTALE RICAVI		31.439		22.490	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(26)	(22.117)	(3.702)	(17.186)	(3.329)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(6)	(67)	(3)	(211)	61
Costo lavoro	(26)	(1.493)	(16)	(1.542)	(19)
Altri proventi (oneri) operativi	(20)	48	252	(373)	(75)
Ammortamenti	(9) (10) (11)	(3.322)		(3.857)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	(602)		(2.749)	
Radiazioni	(9) (11)	(29)		(347)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		3.857		(3.775)	
Proventi finanziari	(27)	1.831	31	2.153	64
Oneri finanziari	(27)	(2.105)	(40)	(2.596)	(10)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(27)	19		(7)	
Strumenti finanziari derivati	(20) (27)	(218)		(76)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(473)		(526)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(477)		(1.404)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		50		25	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(13) (28)	(427)		(1.379)	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		2.957		(5.680)	
Imposte sul reddito	(29)	(1.845)		(1.652)	
UTILE (PERDITA) DEL PERIODO		1.112		(7.332)	
Utile (perdita) del periodo di competenza Eni		1.103		(7.335)	
Interessenze di terzi		9		3	
Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)	(30)				
- semplice		0,30		(2,05)	
- diluito		0,30		(2,05)	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	I semestre 2021	I semestre 2020
Utile (perdita) del periodo	1.112	(7.332)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:		
Componenti non riclassificabili a conto economico		
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	
Variatione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	16	8
	18	8
Componenti riclassificabili a conto economico		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.037	(164)
Variatione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(221)	(123)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(30)	46
Effetto fiscale	64	35
	850	(206)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	868	(198)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.980	(7.530)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo di competenza Eni	1.971	(7.533)
Interessenze di terzi	9	3

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	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		
Saldi al 31 dicembre 2020	(22)	4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.635)	37.415	78	37.493
Utile (perdita) del I semestre 2021							1.103	1.103	9	1.112
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) 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 utile residuo 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	(22)	4.005	24.530	4.932	6.507	(581)	1.103	40.496	84	40.580

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

Patrimonio Netto di Eni										
(€ milioni)	Note	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	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2019		4.005	35.894	7.209	1.564	(981)	148	47.839	61	47.900
Utile (perdita) del primo semestre 2020							(7.335)	(7.335)	3	(7.332)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					8			8		8
Componenti non riclassificabili a conto economico					8			8		8
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				(162)	(2)			(164)		(164)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(88)			(88)		(88)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il					46			46		46
Componenti riclassificabili a conto economico				(162)	(44)			(206)		(206)
Utile (perdita) complessivo del periodo				(162)	(36)		(7.335)	(7.533)	3	(7.530)
Attribuzione del dividendo di Eni SpA			1.542				(3.078)	(1.536)		(1.536)
Attribuzione del dividendo di altre società									(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2019			(2.930)				2.930			
Annullamento azioni proprie					(400)	400				
Incremento di interesenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate									11	11
Operazioni con gli azionisti			(1.388)		(400)	400	(148)	(1.536)	8	(1.528)
Altre variazioni			(26)		23			(3)		(3)
Altri movimenti di patrimonio netto			(26)		23			(3)		(3)
Saldi al 30 giugno 2020		4.005	34.480	7.047	1.151	(581)	(7.335)	38.767	72	38.839
Utile (perdita) del secondo semestre 2020							(1.300)	(1.300)	4	(1.296)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale					9			9		9
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					16			16		16
Componenti non riclassificabili a conto economico					25			25		25
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				(3.151)	1			(3.150)		(3.150)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					557			557		557
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il					(14)			(14)		(14)
Componenti riclassificabili a conto economico				(3.151)	544			(2.607)		(2.607)
Utile (perdita) complessivo del periodo				(3.151)	569		(1.300)	(3.882)	4	(3.878)
Acconto sul dividendo			(429)					(429)		(429)
Incremento di interesenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate									4	4
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue					3.000			3.000		3.000
Operazioni con azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(429)		3.000			2.571	4	2.575
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue			(25)					(25)		(25)
Altre variazioni			17	(1)	(32)			(16)	(2)	(18)
Altri movimenti di patrimonio netto			(8)	(1)	(32)			(41)	(2)	(43)
Saldi al 31 dicembre 2020	(22)	4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.635)	37.415	78	37.493

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2021	I semestre 2020
Utile (perdita) del periodo		1.112	(7.332)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(9) (10) (11)	3.322	3.857
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	602	2.749
Radiazioni	(9) (11)	29	347
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(13)	477	1.404
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(88)	(4)
Dividendi	(28)	(66)	(72)
Interessi attivi		(38)	(72)
Interessi passivi		394	458
Imposte sul reddito	(29)	1.845	1.652
Altre variazioni		(176)	(78)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.797)	688
- rimanenze		(890)	1.061
- crediti commerciali		(1.916)	2.016
- debiti commerciali		1.016	(2.605)
- fondi per rischi e oneri		(242)	(399)
- altre attività e passività		235	615
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		19	26
Dividendi incassati		354	328
Interessi incassati		15	33
Interessi pagati		(409)	(534)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(1.502)	(1.072)
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.093	2.378
- di cui verso parti correlate	(32)	(2.584)	(2.312)
Flusso di cassa degli investimenti		(3.254)	(3.302)
- attività materiali	(9)	(2.276)	(2.469)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		(2)	
- attività immateriali	(11)	(111)	(99)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(23)	(331)	(109)
- partecipazioni	(13)	(540)	(155)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(69)	(100)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		75	(370)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		306	98
- attività materiali		176	15
- attività immateriali		1	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(23)	76	
- imposte pagate sulle dismissioni		(35)	
- partecipazioni		19	6
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		79	77
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(10)	
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(1.185)	463
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(4.133)	(2.741)
- di cui verso parti correlate	(32)	(320)	(643)
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(16)	1.333	4.292
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(16)	(1.912)	(2.116)
Rimborso di passività per beni in leasing	(10)	(445)	(462)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(16)	218	731
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(839)	(1.534)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(5)	(3)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(22)	1.985	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue		(10)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		325	908
- di cui verso parti correlate	(32)	29	3
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		22	(12)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		307	533
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		9.413	5.994
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)		9.720	6.527

^(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 giugno 2021 comprendono €7 milioni di disponibilità 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

IMPATTI COVID-19

Lo scenario macroeconomico ha registrato una significativa inversione di tendenza nel corso del primo semestre 2021 grazie al successo della campagna vaccinale anti COVID-19 in Usa, UK e nei paesi dell'Europa Nord Occidentale consentendo il graduale reopening delle economie e la ripresa delle attività produttive. La robusta performance del PIL cinese ha dato ulteriore slancio al ciclo economico. In tale contesto la domanda petrolifera ha registrato un notevole rimbalzo rispetto al livello depresso registrato durante il picco pandemico nel secondo trimestre 2020. I prezzi del petrolio hanno segnato nel primo semestre 2021 un incremento di circa il 60% rispetto allo stesso semestre 2020 sostenuti anche dalla politica di controllo dell'offerta da parte dell'alleanza OPEC+ e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere internazionali che hanno mantenuto gli investimenti ai livelli del 2020. Questi sviluppi sono alla base del significativo miglioramento dei risultati consolidati del Gruppo Eni nel primo semestre 2021. Il gruppo è tornato in utile con €1.103 milioni rispetto alla perdita di €7.335 milioni nel primo semestre 2020, mentre il flusso di cassa da attività operativa è aumentato del 72,1% a €4.093 milioni. Tuttavia, l'economia e i comportamenti dei consumatori non sono ancora tornati alla normalità pre-pandemia come evidenzia la lenta ripresa del traffico aereo civile, mentre permangono i rischi di possibili downside legati a nuove varianti del virus che possono interferire con la traiettoria di crescita delle economie e con la ripresa della domanda energetica. Alcuni settori di operatività del Gruppo hanno fatto i conti con la situazione di mercato non ancora normalizzata in particolare il business della raffinazione a causa della debolezza della domanda dei prodotti, in particolare distillati medi e un sensibile peggioramento degli spread dei prodotti rispetto al costo del greggio con valori ai minimi storici, non visti nemmeno durante la fase pandemica più acuta. Il peggioramento dello scenario di raffinazione ha comportato una revisione delle prospettive di redditività degli asset con la rilevazione di svalutazioni di circa €900 milioni. Il management conferma un atteggiamento prudente e selettivo nelle decisioni d'investimento e continua a privilegiare, nelle politiche di allocazione della cassa, la solidità patrimoniale, in un clima comunque nettamente migliorato rispetto a inizio anno o al corrispondente periodo di un anno fa. Nel complesso le misure messe in atto nel 2020 di contenimento degli investimenti e di riduzione dei costi per contrastare gli effetti della pandemia hanno consentito al Gruppo di beneficiare in pieno della ripresa dello scenario petrolifero, ad eccezione, come evidenziato, dell'attività di raffinazione. Il miglioramento dei fondamentali dell'azienda, la solida posizione patrimoniale e finanziaria, la crescita del flusso di cassa discrezionale dopo il finanziamento degli investimenti e le prospettive per il resto dell'anno consentono al management di incrementare in misura significativa la politica di remunerazione degli azionisti con la previsione di uno scenario di riferimento Brent di 65 \$/bbl al quale sono parametrati in base alla Remuneration Policy Eni un dividendo annuo di €0,86 per azione, di cui il 50% sarà pagato a titolo di acconto a settembre, e l'avvio di un programma di buy-back dell'azione da €400 milioni.

1 CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2021 (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 2021 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 2021" 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 2021, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 29 luglio 2021, 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

Come indicato nella relazione finanziaria annuale 2020, a partire dall'esercizio 2021 sono entrate in vigore le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39, all'IFRS 7, all'IFRS 4 e all'IFRS 16 "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - fase 2" (di seguito le modifiche), volte ad introdurre degli espedienti pratici e delle esenzioni temporanee dall'applicazione di talune disposizioni IFRS in presenza di strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato e/o di relazioni di copertura oggetto di modifica a seguito della riforma dei tassi di interesse benchmark. Tale processo di riforma, tutt'ora in corso prevede la sostituzione di alcuni indici di riferimento, ad es. il LIBOR (London Interbank Offered Rate), con tassi di riferimento alternativi privi di rischio.

Con riferimento al Gruppo Eni, le fattispecie interessate dalla riforma dell'IBOR riguardano, essenzialmente, attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato a tasso variabile e strumenti derivati per i quali si ravvisano principalmente temi di carattere operativo (ad es. rinegoziazione dei contratti di finanziamento con le controparti, implementazione di clausole di fallback, aggiornamento dei sistemi informativi, ecc.).

Al riguardo, è stato costituito uno specifico gruppo di lavoro, al fine di monitorare gli sviluppi normativi e le indicazioni del mercato, supportare la valutazione degli impatti della riforma, la misurazione dell'esposizione agli indici in dismissione, l'identificazione delle aree di intervento e la transizione verso i nuovi tassi risk-free.

Al 30 giugno 2021, il Gruppo detiene, principalmente, strumenti finanziari indicizzati a tassi di interesse benchmark EONIA (European OverNight Index Average) e USD LIBOR, interessati dal processo di riforma, che saranno sostituiti, rispettivamente, entro il 31 dicembre 2021 ed entro il 30 giugno 2023, dall'€STR (Euro Short-Term Rate) e dal SOFR (Secured Overnight Financing Rate). Il Gruppo intende, inoltre, aderire al protocollo di fallback dell'International Swaps and Derivatives Association (ISDA) entro la fine del 2021.

Il Gruppo sta completando la definizione del perimetro dei contratti interessati dalla riforma e le valutazioni in merito ai possibili impatti.

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 2020.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione, oltre a quanto indicato nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si rinvia, si segnala quanto di seguito riportato.

PRINCIPI CONTABILI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/1080 emesso dalla Commissione Europea in data 28 giugno 2021, sono state omologate:

- le modifiche allo IAS 37, volte a fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto;
- le modifiche allo IAS 16, volte a definire che i ricavi derivanti dalla vendita di beni prodotti da un asset prima che lo stesso sia pronto per l'uso previsto siano imputati a conto economico unitamente ai relativi costi di produzione;
- le modifiche all'IFRS 3, volte a: (i) completare l'aggiornamento dei riferimenti al Conceptual Framework for Financial Reporting presenti nel principio contabile; (ii) fornire chiarimenti in merito ai presupposti per la rilevazione, all'acquisition date, di fondi, passività potenziali e passività per tributi (cd. levy) assunti nell'ambito di un'operazione di business combination; (iii) esplicitare la circostanza che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination;
- il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2018-2020", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

Tali modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

PRINCIPI CONTABILI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 31 marzo 2021, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 16 "Covid-19-Related Rent Concessions beyond 30 June 2021" (di seguito modifiche all'IFRS 16), volte ad estendere le semplificazioni, introdotte nel 2020, relative alla possibilità di non applicare le disposizioni in materia di "lease modification" alle concessioni di prezzo ottenute dai lessee per effetto del COVID-19 anche alle variazioni di prezzo accordate per i canoni dovuti al, o precedentemente al, 30 giugno 2022, in presenza di determinati requisiti. Le modifiche all'IFRS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° aprile 2021.

In data 7 maggio 2021, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 12 "Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction" (di seguito modifiche allo IAS 12), volte a richiedere la rilevazione della fiscalità differita per le transazioni che, in sede di rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale importo. Le modifiche allo IAS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

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)	30.06.2021	31.12.2020
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.342	1.223
Altri titoli	5.065	4.279
	6.407	5.502

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 2020.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.068 milioni e di livello 2 per €339 milioni. Nel corso del primo semestre 2021 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

6 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

(€ milioni)	30.06.2021	31.12.2020
Crediti commerciali	9.446	7.087
Crediti per attività di disinvestimento	32	21
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	2.409	2.293
Crediti verso altri	1.693	1.525
	13.580	10.926

L'incremento dei crediti commerciali di €2.359 milioni è riferito ai settori Refining & Marketing e Chimica per €1.146 milioni e Global Gas & LNG Portfolio per €833 milioni.

Nel corso del primo semestre 2021 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2021 di €1.585 milioni (€1.377 milioni nell'esercizio 2020 con scadenza 2021). Le cessioni hanno riguardato crediti relativi al settore Refining & Marketing e Chimica per €1.131 milioni, al settore Global Gas & LNG Portfolio per €398 milioni e al settore Eni gas e luce, Power & Renewables per €56 milioni.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €949 milioni (€1.015 milioni al 31 dicembre 2020) ed è relativa al recupero della quota dei costi di competenza dei joint venture partner in progetti petroliferi operati da Eni. Al 30 giugno 2021 l'esposizione verso la società di Stato NNPC ammonta a €510 milioni (€605 milioni al 31 dicembre 2020) che per circa il 50% è 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 nei prossimi due anni allo scenario Brent di Eni. 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 verso una società petrolifera nigeriana ammonta a €153 milioni (€134 milioni al 31 dicembre 2020) 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. Nel semestre 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.

Al 30 giugno 2021 sono outstanding crediti commerciali di €433 milioni nei confronti delle società di Stato egiziane per le forniture del gas di produzione Eni dai giacimenti partecipati nel Paese. Nel corso degli anni precedenti è stato realizzato un piano di rientro degli scaduti (Proceed settlement Agreement) che ha previsto dal 2015 l'erogazione a Eni, da parte delle società di Stato, dei fabbisogni in Egyptian Pounds (EGP) connessi alle operazioni dei Concession Agreements (incluso il progetto Zohr), con destinazione dei fondi a riduzione del 35% delle fatture gas emesse verso le controparti. Tale accordo ha garantito gli incassi del fatturato fino a giugno 2021 con esaurimento della posizione di advance.

I crediti verso altri comprendono: i) per €388 milioni (€376 milioni al 31 dicembre 2020) 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 del 53%,

stimato sulla base delle percentuali di perdita sofferte dai creditori in occasione di default sovrani, tenuto conto della specificità del settore Oil&Gas. L'inasprimento del quadro sanzionatorio USA nei confronti del Venezuela ha impedito di attuare operazioni di compensazione del credito mediante ritiri in kind di prodotti di PDVSA. Pertanto, l'ammontare del credito è rimasto invariato rispetto a fine 2020, mentre la joint venture non ha registrato incassi a fronte delle forniture della produzione di gas del periodo; (ii) per €212 milioni (€325 milioni al 31 dicembre 2020) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €3.056 milioni (€3.157 milioni al 31 dicembre 2020).

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

(€ milioni)	I semestre 2021	I semestre 2020
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(243)	(297)
Perdite nette su crediti	(23)	(4)
Utilizzi per esubero	199	90
	(67)	(211)

Gli accantonamenti sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €140 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 Eni gas e luce per €89 milioni e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli utilizzi sono riferiti al settore Exploration & Production per €169 milioni e riguardano per €150 milioni l'utilizzo in contropartita alla derecognition di crediti verso la società di Stato NNPC in Nigeria per effetto della risoluzione di una disputa relativa al riconoscimento di costi di competenza a valle di un accordo che ha definito l'estensione e la revisione dei termini contrattuali della licenza. Il recupero del credito avverrà tramite l'attribuzione ad Eni e agli altri partner di una quota di produzione di spettanza della società di Stato.

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 31.12.2020	4.241	1.006
Fondo svalutazione al 31.12.2020	348	11
Valore netto al 31.12.2020	3.893	995
Variazioni del periodo	567	323
Altre variazioni	133	
Valore netto al 30.06.2021	4.593	1.318
Valore lordo al 30.06.2021	4.915	1.318
Fondo svalutazione al 30.06.2021	322	

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo sono possedute da società italiane per €1.299 milioni (€977 milioni al 31 dicembre 2020) 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.

8 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	30.06.2021				31.12.2020			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti						
Fair value su strumenti finanziari derivati	6.166	102	6.302	137	1.548	152	1.609	162
Passività da contratti con la clientela			331	759			1.298	394
Attività e passività relative ad altre imposte	392	180	2.272	26	450	181	1.124	26
Altre	914	801	1.050	1.474	688	920	841	1.295
	7.472	1.083	9.955	2.396	2.686	1.253	4.872	1.877

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 €259 milioni (€53 milioni al 31 dicembre 2020) e oltre i 12 mesi per €456 milioni (€651 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €281 milioni (€338 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €11 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas ricevuti dalle società di Stato dell'Egitto connessi al finanziamento delle attività di sviluppo delle riserve nell'ambito dei Concession Agreements nel Paese, tra i quali, in particolare, l'avanzamento del progetto Zohr, si sono azzerati nel corso del primo semestre 2021 a fronte della compensazione con le fatture gas per la vendita della produzione equity considerato il sostanziale completamento delle attività d'investimento (€546 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) 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 €61 milioni (€62 milioni al 31 dicembre 2020) e alla quota a lungo termine per €363 milioni (€393 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) 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 per €394 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2020).

Le altre passività comprendono: (i) passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €673 milioni (€559 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) passività per ricavi e proventi anticipati per €378 milioni, di cui €83 milioni correnti (€398 milioni al 31 dicembre 2020, di cui €75 milioni correnti); (iii) il valore del gas non ritirato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €69 milioni (€65 milioni al 31 dicembre 2020) e oltre i 12 mesi per €379 milioni (€372 milioni al 31 dicembre 2020); (iv) depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €225 milioni (€228 milioni al 31 dicembre 2020); (v) passività per attività d'investimento per €15 milioni.

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 31.12.2020	184.641
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2020	130.698
Valore netto al 31.12.2020	53.943
Investimenti	2.276
Capitalizzazione ammortamenti	45
Ammortamenti (*)	(2.778)
Riprese di valore	480
Svalutazioni	(1.077)
Radiazioni	(8)
Differenze di cambio da conversione	1.416
Rilevazione iniziale e variazione stima	(601)
Variazione dell'area di consolidamento	212
Altre variazioni	(106)
Valore netto al 30.06.2021	53.802
Valore lordo al 30.06.2021	189.567
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2021	135.765

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

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €1.786 milioni (€2.010 milioni nel primo semestre 2020).

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 €1.366 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'aumento dei tassi di attualizzazione.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita all'acquisizione della Spanish Egyptian Gas Co SAE per €174 milioni e del gruppo FRI-EL Biogas (ora EniBioCh4in) per €38 milioni.

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 31.12.2020	39.648	1.341	7.118	48.107
Investimenti	40	161	1.567	1.768
Capitalizzazione ammortamenti		11	34	45
Ammortamenti (*)	(2.523)			(2.523)
Riprese di valore	412		68	480
Svalutazioni	(49)		(75)	(124)
Radiazioni		(7)		(7)
Differenze di cambio da conversione	1.140	42	203	1.385
Rilevazione iniziale e variazione stima	(605)	(10)	14	(601)
Trasferimenti	2.116	(2)	(2.114)	
Altre variazioni	(66)	(7)	31	(42)
Valori al 30.06.2021	40.113	1.529	6.846	48.488

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

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €2.114 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Indonesia, Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto ed Iraq.

Le altre variazioni comprendono il valore di libro del participating interest del 5% nella proprietà OML 17 in Nigeria, oggetto di cessione a un operatore locale. La transazione è correntemente oggetto di accertamenti da parte delle autorità antitrust nigeriane per presunta mancanza di preventiva comunicazione.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso del semestre sono state rilevate radiazioni per €7 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 Angola ed Egitto.

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	Totale
Valori al 31.12.2020	203	860		114	100	18	468	1.763
Incrementi		16		3				19
Svalutazioni nette	(54)		8					(46)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	6	21		4	3		15	49
Valori al 30.06.2021	155	897	8	121	103	18	483	1.785

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria in fase di pre-sviluppo, del valore iniziale di €825 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 €1.120 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 il cui oggetto fu l'acquisizione della licenza, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro riportati nella sezione Contenziosi della nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi della RFA 2020 cui si rinvia. Il periodo esplorativo della licenza OPL 245 è scaduto l'11 maggio u.s. 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. Tuttavia, considerata l'inerzia delle competenti Autorità nigeriane nei confronti della legittima richiesta Eni, 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, prolungata inerzia/stallo 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 e la valorizzazione del diritto di natura risarcitoria.

Nell'ambito del procedimento legale innanzi alle autorità giudiziarie italiane, successivamente alla chiusura del reporting period, la Società ha avuto notizia del ricorso in appello da parte dei magistrati precedenti e delle parti civili avverso la sentenza di assoluzione di primo grado pronunciata dal Tribunale di Milano il 17 marzo u.s.

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 31.12.2020	6.381	
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2020	1.738	
Valore netto al 31.12.2020	4.643	5.018
Incrementi	687	685
Decrementi		(445)
Ammortamenti (*)	(454)	
Svalutazioni	(19)	
Differenze di cambio da conversione	97	103
Altre variazioni	(148)	(78)
Valore netto al 30.06.2021	4.806	5.283
Valore lordo al 30.06.2021	6.994	
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2021	2.188	

(*) 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 €3.240 milioni (€3.274 milioni al 31 dicembre 2020) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e del Blocco 15/06 West e East hub in Angola, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Refining & Marketing e Chimica per €817 milioni (€788 milioni al 31 dicembre 2020) 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 del car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €566 milioni (€526 milioni al 31 dicembre 2020) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.648 milioni (€1.652 milioni al 31 dicembre 2020) 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 €971 milioni (€849 milioni al 31 dicembre 2020).

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

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	Totale
Valore lordo al 31.12.2020	7.635		
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2020	5.996		
Valore netto al 31.12.2020	1.639	1.297	2.936
Investimenti	111		111
Ammortamenti	(135)		(135)
Svalutazioni	(6)		(6)
Riprese di valore	20		20
Radiazioni	(21)		(21)
Variazione dell'area di consolidamento	222	248	470
Differenze di cambio da conversione	21	5	26
Altre variazioni	(3)		(3)
Valore netto al 30.06.2021	1.848	1.550	3.398
Valore lordo al 30.06.2021	7.999		
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2021	6.151		

Gli investimenti di €111 milioni (€99 milioni nel primo semestre 2020) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela della linea di business Eni gas e luce per €70 milioni (€57 milioni nel primo semestre 2020).

Le radiazioni di €21 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi per abbandono delle iniziative sottostanti per fattori geopolitici e ambientali.

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

(€ milioni)	30.06.2021	31.12.2020
Diritti esplorativi proved	239	225
Diritti esplorativi unproved	655	653
Altri diritti esplorativi		10
	894	888

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita per €167 milioni all'acquisizione del 100% di Aldro Energia y Soluciones SLU, attiva nel mercato iberico della vendita di energia elettrica, gas e servizi a clienti residenziali, piccole e medie imprese e grandi aziende e per €79 milioni all'acquisizione del 100% FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA), leader italiana nel settore della produzione di biogas. Il goodwill derivante dalle operazioni di business combination è stato determinato sulla base di allocazioni provvisorie.

Il saldo finale della voce goodwill è esposto al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.466 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

I criteri adottati nell'individuazione delle Cash Generating Unit (CGU) e nell'esecuzione della verifica di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività fisse sono analoghi rispetto alla Relazione Finanziaria Annuale 2020 alla quale si rinvia (nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing).

Nel corso del primo semestre 2021 lo scenario energetico ha registrato un significativo miglioramento rispetto al corrispondente periodo dell'anno scorso e alla situazione a inizio esercizio. Il mercato petrolifero ha beneficiato di un migliore bilanciamento dei fondamentali grazie al reopening delle economie di Usa ed Europa che ha sostenuto la domanda, mentre l'offerta è stata limitata dalle politiche di gestione della produzione attuate dai paesi dell'alleanza OPEC+ e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere

internazionali e in particolare degli shale producer USA. Le scorte mondiali di greggio si sono progressivamente normalizzate riportandosi in linea con le medie storiche. Il risultato di questi sviluppi è stato l'apprezzamento del prezzo del barile cresciuto di circa il 60% per il riferimento Brent. I prezzi del gas naturale hanno registrato incrementi doppi o tripli per effetto di una stagione invernale nel sud-est asiatico particolarmente rigida e della riduzione di gas associato da parte degli shale producer USA che ha ridotto l'oversupply globale di LNG. Pertanto, non si riscontrano impairment indicator per il settore dell'Eni Exploration & Production.

Il costo medio ponderato del capitale (WACC) utilizzato per scontare i flussi di cassa associati all'uso delle CGU è rimasto sostanzialmente invariato, avendo il management riscontrato una modesta riduzione dei parametri market risk premium e degli yield sui titoli risk-free, compensati dall'aumento della volatilità del titolo Eni.

Inoltre, l'impairment indicator rappresentato dal divario tra la capitalizzazione di borsa del titolo Eni e il valore di libro dei net assets consolidati si è sostanzialmente dimezzato rispetto alla fine del 2020.

Il miglioramento del ciclo economico non si è ancora esteso a tutti i settori operativi dell'Eni. Il business raffinazione è stato penalizzato da uno scenario caratterizzato dal margine indicatore Eni SERM con valori negativi ai minimi storici. Tale anomalo andamento riflette il perdurare degli effetti della pandemia in particolare per il forte incremento del costo del greggio (prolungamento tagli OPEC+) e per la contestuale debolezza della domanda dei prodotti, in particolare distillati medi. Inoltre, il costo per l'acquisto dei certificati di emissione nell'ambito dell'ETS europeo è raddoppiato in funzione della ripresa dell'attività economica nel continente e degli obiettivi di riduzione delle emissioni stabiliti dalla nuova legge europea sul clima. Sulla base di questi driver, il management ha rivisto al ribasso le proiezioni a breve/medio termine dei flussi di cassa associati all'utilizzo delle raffinerie, rilevando una svalutazione di circa €900 milioni con il sostanziale azzeramento dei valori di libro residui degli impianti di Sannazzaro, Milazzo e delle joint operation in Germania. I flussi di cassa sono stati scontati al WACC di settore rettificato per il rischio paese del 6,3%.

Tali svalutazioni sono state parzialmente compensate da riprese di valore di alcune CGU della Exploration & Production di €376 milioni relative in particolare a giacimenti gas in Italia e altri asset in Turkmenistan, Libia, Algeria, Nigeria, Timor Leste e Stati Uniti che hanno come driver la ripresa del prezzo degli idrocarburi.

13 PARTECIPAZIONI

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
Valore al 31.12.2020	6.749
Acquisizioni e sottoscrizioni	534
Cessioni e rimborsi	(252)
Valutazione al patrimonio netto	(468)
Decremento per dividendi	(291)
Differenze di cambio da conversione	166
Altre variazioni	(70)
Valore al 30.06.2021	6.368

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per €478 milioni l'acquisizione da Equinor New Energy e SSE Renewables del 20% delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd e Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd che stanno sviluppando il progetto eolico offshore nel Mare del Nord britannico Dogger Bank (A e B) della potenza complessiva di 2,4 GW al 100% (480 MW in quota Eni) con completamento atteso nel 2023-2024.

Le cessioni e rimborsi riguardano essenzialmente la cessione di Unión Fenosa Gas SA per €233 milioni al partner spagnolo Naturgy a seguito della ristrutturazione societaria della stessa Unión Fenosa Gas, tramite la ripartizione dei relativi asset fra i soci.

La valutazione al patrimonio netto è riferita essenzialmente alla minusvalenza su Vår Energi AS per €254 milioni dovuta alla rilevazione di svalutazioni delle CGU della partecipata in relazione a ritardi di start-up di alcuni progetti e a incrementi di costo e alla minusvalenza su Saipem SpA per €242 milioni dovuta essenzialmente a perdite su commesse.

Il decremento per dividendi è riferito per €276 milioni alla Vår Energi AS.

Al 30 giugno 2021 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, unica società partecipata da Eni quotata in borsa, sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.767.968
% di partecipazione	31,08
Prezzo delle azioni (€)	2,041
Valore di mercato (€ milioni)	630
Valore di libro (€ milioni)	662

Al 30 giugno 2021 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem per la quota Eni è inferiore del 5% rispetto al valore di libro della partecipazione. In considerazione della volatilità del titolo e dei significativi tagli agli investimenti implementati dalle oil companies nel breve medio termine in risposta alle incertezze dello scenario degli idrocarburi e alla revisione delle politiche di capital allocation, il management ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore dell'investimento sulla base di un modello interno di stima del value-in-use della partecipazione che supporta il valore d'iscrizione.

Il valore di libro delle partecipazioni al 30 giugno 2021 include Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) per €2.401 milioni, Angola LNG Ltd per €1.098 milioni, Saipem SpA per €662 milioni e Vår Energi SA per €640 milioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	Altre partecipazioni
Valore al 31.12.2020	957
Acquisizioni e sottoscrizioni	6
Valutazione al fair value con effetto ad OCI	16
Altre variazioni	25
Valore al 30.06.2021	1.004

Le altre partecipazioni sono partecipazioni minoritarie in entità non quotate strumentali al business. Per la metodologia di valutazione si rinvia alla relazione finanziaria annuale 2020.

Il valore di libro al 30 giugno 2021 include la Nigeria LNG Ltd per €597 milioni, la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €137 milioni e la Novamont SpA per €77 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 2021 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2021" che costituisce parte integrante delle presenti note.

14 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	30.06.2021		31.12.2020	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	22	969	29	953
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	24		22	
	46	969	51	953
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	517		203	
	563	969	254	953
Titoli strumentali all'attività operativa		55		55
	563	1.024	254	1.008

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di €393 milioni (€352 milioni al 31 dicembre 2020).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€900 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 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 €421 milioni (€383 milioni al 31 dicembre 2020) 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 €969 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,5% e 1,8% (-0,5% e 1,4% al 31 dicembre 2020).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano principalmente depositi presso banche come impiego di surplus di liquidità e depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati.

Il fair value dei titoli ammonta a €55 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)	30.06.2021	31.12.2020
Debiti commerciali	10.098	8.679
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	429	417
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.481	1.393
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.114	1.120
Debiti verso altri	1.180	1.327
	14.302	12.936

L'incremento dei debiti commerciali di €1.419 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €1.040 milioni e Refining & Marketing e Chimica per €506 milioni.

I debiti verso altri comprendono: (i) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €210 milioni (€376 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) debiti verso il personale per €205 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2020); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €90 milioni (€92 milioni al 31 dicembre 2020).

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

16 PASSIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	30.06.2021				31.12.2020			
	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	607	336	2.344	3.287	337	759	3.193	4.289
Obbligazioni ordinarie		1.681	17.729	19.410		1.140	18.280	19.420
Obbligazioni convertibili		398		398			396	396
Sustainability-Linked Bond			996	996				
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.116			2.116	2.233			2.233
Altri finanziatori	438	11	21	470	312	10	26	348
	3.161	2.426	21.090	26.677	2.882	1.909	21.895	26.686

Nel corso del primo semestre 2021 Eni ha sottoscritto contratti finanziari sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 30 giugno 2021 le passività finanziarie verso banche comprendono contratti sustainability linked per €1.300 milioni.

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 2021 e al 31 dicembre 2020 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €975 milioni e a €1.051 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.248 milioni e altri prestiti obbligazionari per €3.162 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 (%)	
					da	a	da	a
(€ milioni)								
Società emittente								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.200	38	1.238	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	29	1.029	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	2	1.002	EUR		2026		1,500
Eni SpA	1.000		1.000	EUR		2031		2,000
Eni SpA	1.000	(1)	999	EUR		2030		0,625
Eni SpA	1.000	(6)	994	EUR		2026		1,250
Eni SpA	900	1	901	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	13	813	EUR		2021		2,625
Eni SpA	800	(6)	794	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	3	753	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	1	751	EUR		2027		1,500
Eni SpA	750		750	EUR		2034		1,000
Eni SpA	700		700	EUR		2022		0,750
Eni SpA	650		650	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600		600	EUR		2028		1,125
Eni Finance International SA	1.471	(3)	1.468	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International SA	795	1	796	EUR	2025	2043	1,275	5,441
	16.166	82	16.248					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	841	6	847	USD		2023		4,000
Eni SpA	841	3	844	USD		2028		4,750
Eni SpA	841	(1)	840	USD		2029		4,250
Eni SpA	294	1	295	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	336		336	USD		2027		7,300
	3.153	9	3.162					
	19.319	91	19.410					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.513 milioni. Nel corso del primo semestre 2021 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 2021 il programma risulta utilizzato per €17,2 miliardi.

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

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
(€ milioni)						
Eni SpA	400	(2)	398	EUR	2022	0,000

Il prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le

obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,62 ed include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. Il prestito obbligazionario scade nei prossimi 18 mesi.

Nel corso del primo semestre 2021 Eni, nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, 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. Gli obiettivi di sostenibilità riguardano: (i) net carbon footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di 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. Le informazioni relative alle obbligazioni sustainability-linked bond sono le seguenti:

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

Al 30 giugno 2021 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine per €6.286 milioni (€7.183 milioni al 31 dicembre 2020), di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.050 milioni (€5.295 milioni al 31 dicembre 2020) e di linee di credito sustainability-linked a lungo termine committed non utilizzate per €3.200 milioni. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 30 giugno 2021 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)	30.06.2021	31.12.2020
Obbligazioni ordinarie	23.819	22.429
Obbligazioni convertibili	511	497
Banche	2.716	4.008
Altri finanziatori	32	36
	27.078	26.970

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,5% e 1,8% (-0,5% e 1,4% al 31 dicembre 2020).

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 31.12.2020	23.804	2.882	5.018	31.704
Variazioni monetarie	(579)	218	(445)	(806)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	114	(52)	115	177
Altre variazioni non monetarie	177	113	595	885
Valore al 30.06.2021	23.516	3.161	5.283	31.960

Le altre variazioni non monetarie comprendono €685 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing.

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)	30.06.2021	31.12.2020
A. Disponibilità liquide	2.129	2.500
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	7.584	6.913
C. Altre attività finanziarie correnti	6.924	5.705
D. Liquidità (A+B+C)	16.637	15.118
E. Debito finanziario corrente	5.240	4.022
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	1.318	1.618
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	6.558	5.640
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(10.079)	(9.478)
I. Debito finanziario non corrente	6.677	7.388
J. Strumenti di debito	18.725	18.676
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	25.402	26.064
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	15.323	16.586

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €210 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi.

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 €971 milioni e €4.312 milioni (rispettivamente €849 milioni e €4.169 milioni al 31 dicembre 2020) di cui, €1.648 milioni (€1.652 milioni al 31 dicembre 2020) 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

(€ milioni)	Fondi per rischi e oneri
Valore al 31.12.2020	13.438
Accantonamenti	216
Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project	(601)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	75
Utilizzi a fronte oneri	(465)
Utilizzi per esuberanza	(58)
Differenze cambio da conversione	197
Altre variazioni	(69)
Valore al 30.06.2021	12.733

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, gli oneri per dispute contrattuali e il risarcimento di claim assicurativi.

19 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE E ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	30.06.2021	31.12.2020
Passività per imposte differite lorde	8.938	8.581
Attività per imposte anticipate compensabili	(2.991)	(3.057)
Passività per imposte differite	5.947	5.524
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	7.400	7.166
Passività per imposte differite compensabili	(2.991)	(3.057)
Attività per imposte anticipate	4.409	4.109

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

(€ milioni)	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
Valore al 31.12.2020	8.581	(16.231)	9.065	(7.166)
Variazioni di periodo	(51)	(14)	163	149
Differenze di cambio da conversione	260	(268)	72	(196)
Altre variazioni	148	(268)	81	(187)
Valore al 30.06.2021	8.938	(16.781)	9.381	(7.400)

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

20 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI

(€ milioni)	30.06.2021			31.12.2020		
	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	38	127	2	125	127	2
- Interest currency swap	71		2	128	2	2
- Outright	4	5	2	4	7	2
	113	132		257	136	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	13	57	2	23	74	2
	13	57		23	74	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	1.002	902	1	418	447	1
- Over the counter	160	142	2	89	77	2
- Altro	7	17	2	5		2
	1.169	1.061		512	524	
	1.295	1.250		792	734	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	5.907	5.824	2	1.167	1.451	2
- Future	2.466	2.472	1	440	525	1
- Opzioni	17	19	1	4	3	2
	8.390	8.315		1.611	1.979	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	4	298	2	209	30	2
- Future	204	149	1	119	8	1
- Opzioni		51	3		51	2
	208	498		328	89	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap		1	1			
		1				
	208	499		328	89	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	1	1	2	2	2	2
Totale contratti derivati lordi	9.894	10.065		2.733	2.804	
Compensazione	(3.626)	(3.626)		(1.033)	(1.033)	
Totale contratti derivati netti	6.268	6.439		1.700	1.771	
Di cui:						
- correnti	6.166	6.302		1.548	1.609	
- non correnti	102	137		152	162	

Nel corso del primo semestre 2021 Eni ha sottoscritto interest 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 2021 il fair value di tali contratti è passivo per €3 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 2021 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 2021	I semestre 2020
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	(1)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	42	(372)
	48	(373)

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

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

(€ milioni)	I semestre 2021	I semestre 2020
Strumenti finanziari derivati su valute	(235)	(28)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	17	(48)
	(218)	(76)

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 €136 milioni e €106 milioni, riguardano: (i) l'accordo di cessione delle attività in Pakistan a Prime International Oil & Gas Company e riguardano il 100% delle società consolidate Eni AEP Ltd, Eni Pakistan Ltd, Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl e Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd. 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 €113 milioni (di cui attività correnti €74 milioni) e a €106 milioni (di cui passività correnti €21 milioni); (ii) la cessione di attività materiali per un valore di iscrizione complessivo di €23 milioni.

22 PATRIMONIO NETTO**PATRIMONIO NETTO DI ENI**

(€ milioni)	30.06.2021	31.12.2020
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	24.530	34.043
Riserva per differenze cambio da conversione	4.932	3.895
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	3.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(174)	(5)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(163)	(165)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	62	92
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	52	36
- Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(581)	(581)
Utile (perdita) netto	1.103	(8.635)
	40.496	37.415

CAPITALE SOCIALE

Al 30 giugno 2021, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2020) ed è rappresentato da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2020).

Il 12 maggio 2021, l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,24 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di €0,12 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 26 maggio 2021, con data di stacco il 24 maggio 2021 e "record date" il 25 maggio 2021. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2020 ammonta perciò a €0,36; (ii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di un numero di azioni pari al 7% delle azioni ordinarie (e al 7% del capitale sociale) della Società (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio), per un esborso complessivo fino a €1.600 milioni; in esecuzione di detta delibera al 30 giugno 2021 non sono state acquistate azioni.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Nel primo semestre 2021, le obbligazioni subordinate perpetue aumentano di €2 miliardi a seguito di due nuove emissioni di €1 miliardo ciascuna, i cui costi di emissione ammontano a €15 milioni.

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo.

Le caratteristiche principali delle due nuove obbligazioni emesse nel primo semestre 2021 sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

23 ALTRE INFORMAZIONI

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	I semestre 2021	I semestre 2020
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti		
Attività correnti	101	15
Attività non correnti	368	182
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(51)	(64)
Passività correnti e non correnti	(66)	(11)
Effetto netto degli investimenti	352	122
Interessenza di terzi	(1)	(10)
Totale prezzo di acquisto	351	112
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(20)	(3)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	331	109
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti		
Rami d'azienda ceduti	2	
Attività non correnti cedute	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 acquisizioni	201	
Totale disinvestimenti netti	34	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i>	42	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	76	

Gli investimenti del primo semestre 2021 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA del 100% di Aldro Energia y Soluciones 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. Le allocazioni dei prezzi di acquisto relative alle business combination sono state effettuate su basi provvisorie.

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. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie.

Gli investimenti del primo semestre 2020 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili e l'acquisizione da parte di Eni New Energy SpA del 100% di tre società che detengono i diritti autorizzativi per la realizzazione di tre progetti eolici in Puglia. Le allocazioni dei prezzi di acquisto erano avvenute su basi provvisorie e i differenziali tra i prezzi pagati e i relativi fair value delle attività nette acquisite erano stati allocati a goodwill.

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 2020.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

RISCHI FINANZIARI

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

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Global Energy Markets SpA (EGEM) ed Eni Trade & Biofuels SpA (ETB) per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA Inc garantiscono, rispettivamente, per le società Eni italiane, non italiane e con sede negli Stati Uniti, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre EGEM ed ETB assicurano, per perimetro di competenza, la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, EGEM ed ETB (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di EGEM, ETB ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di ETB ed EGEM e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando

variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a EGEM ed ETB. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. EGEM ed ETB, oltre a gestire il rischio riveniente dalle proprie attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

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

RISCHIO MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

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

RISCHIO MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi determinando un impatto negativo tale da compromettere i risultati economico/finanziari di ENI nonché gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti) al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio (di norma il piano quadriennale), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie di copertura e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: esposizione originata dall'assunzione di posizioni di rischio tramite strumenti finanziari/assimilabili con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, degli asset fisici e contrattuali. Di norma sono eseguite nel breve termine e non necessariamente finalizzate alla delivery realizzate ricorrendo a strumenti finanziari o assimilabili nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss).

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del CdA. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti finanziari (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione del profilo di rischio originato delle attività "core" preservando i risultati economico/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo delle unità di Trading (EGEM ed ETB) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti finanziari negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e

strumenti finanziari negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

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

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel I semestre 2021 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2020) 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 2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	2,71	1,29	1,99	2,22	7,39	1,18	2,93	1,34
Tasso di cambio ^(a)	0,28	0,15	0,20	0,28	0,48	0,10	0,28	0,18

^(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 2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	42,76	17,94	30,30	21,28	16,10	3,02	8,50	3,02
Trading ^(b)	0,82	0,13	0,20	0,38	1,57	0,10	0,52	0,25

^(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, Green\Traditional Refining & Marketing, Eni gas e Luce, 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 EGL 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-Bruelles-Singapore) ed a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

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

(€ milioni)	I semestre 2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,36	0,30	0,33	0,36	0,37	0,29	0,32	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 2021				2020			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro ^(b)	0,12	0,05	0,10	0,12	0,07	0,03	0,05	0,05

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

RISCHIO DI CREDITO

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

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

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

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA COMMERCIALE

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA FINANZIARIA

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa e dalle Società Eni deputate a svolgere l'attività in derivati su commodity, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura

operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 30 giugno 2021 il programma risulta utilizzato per circa €17,2 miliardi (di cui €15 miliardi da parte di Eni SpA).

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

Nel corso del primo semestre 2021 il rating di Eni non ha subito variazioni.

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

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

Al 30 giugno 2021, Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €6.286 milioni, di linee di credito committed non utilizzate di €5.050 milioni, di cui €4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi e di linee di credito sustainability-linked a lungo termine committed non utilizzate per €3.200 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 E 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
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
Passività finanziarie	4.126	1.499	2.786	2.047	2.581	13.541	26.580
Passività per beni in leasing	512	786	623	512	459	2.636	5.528
Passività per strumenti finanziari derivati	6.284	23	17	60	2	53	6.439
	10.922	2.308	3.426	2.619	3.042	16.230	38.547
Interessi su debiti finanziari	270	438	428	352	327	1.143	2.958
Interessi su passività per beni in leasing	146	263	230	201	172	772	1.784
	416	701	658	553	499	1.915	4.742
Garanzie finanziarie	1.750						1.750

La passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €2.375 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		
	2021	Oltre	Totale
Debiti commerciali	10.098		10.098
Altri debiti e anticipi	4.204	173	4.377
	14.302	173	14.475

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 2021 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
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	264	246	232	310	336	10.824	12.212
Costi relativi a fondi ambientali	389	331	316	245	188	716	2.185
Impegni di acquisto ^(b)	6.022	10.287	9.850	10.008	9.915	75.442	121.524
- Gas							
Take-or-pay	4.704	9.185	9.018	9.468	9.644	74.852	116.871
Ship or pay	468	643	546	519	261	562	2.999
- Altri impegni di acquisto	850	459	286	21	10	28	1.654
Altri Impegni	2					105	107
- Memorandum di intenti Val d'Agri	2					105	107
Totale ^(c)	6.677	10.864	10.398	10.563	10.439	87.087	136.028

(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 €60 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
30.06.2021			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	14.242	662	13.580
Altre attività correnti	11.073	3.601	7.472
Altre attività non correnti	1.108	25	1.083
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	14.964	662	14.302
Altre passività correnti	13.556	3.601	9.955
Altre passività non correnti	2.421	25	2.396
31.12.2020			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	11.681	755	10.926
Altre attività correnti	3.719	1.033	2.686
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	13.691	755	12.936
Altre passività correnti	5.905	1.033	4.872

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €530 milioni (€753 milioni al 31 dicembre 2020) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €132 milioni (€2 milioni al 31 dicembre 2020); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €3.626 milioni (€1.033 milioni al 31 dicembre 2020).

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e della circostanza che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti.

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 2021 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 associati. Pertanto, per la rappresentazione della situazione dei contenziosi di cui è parte Eni si rinvia al contenuto della nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi del Bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2020 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.

Nella nota n. 9 – Immobili, impianti e macchinari è data informativa di una recente evoluzione nel contenzioso penale e in materia di responsabilità amministrativa d'impresa innanzi alla Autorità giudiziarie italiane relativo all'attività OPL 245 in Nigeria, nonché di un possibile procedimento amministrativo relativo alla vendita di un'interessenza del 5% nell'attività OML 17 sempre in Nigeria.

25 RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Totale
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
I semestre 2020						
Ricavi da clienti terzi	3.609	2.656	11.896	3.773	96	22.030
Ricavi per area geografica:						
Italia	11	1.356	3.710	2.795	37	7.909
Resto dell'Unione Europea		588	2.727	975	1	4.291
Resto dell'Europa	111	427	3.502		21	4.061
Americhe	252		1.020	1	3	1.276
Asia	677	281	908	2	12	1.880
Africa	2.502	4	29		21	2.556
Altre aree	56				1	57
	3.609	2.656	11.896	3.773	96	22.030
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	1.274		4.291			5.565
- Vendita prodotti petroliferi	240		5.690			5.930
- Vendita gas naturale e GNL	1.888	2.496	10	1.602		5.996
- Vendita prodotti petrolchimici			1.505		10	1.515
- Vendita altri prodotti	65	11	14	1.102	1	1.193
- Servizi	142	149	386	1.069	85	1.831
	3.609	2.656	11.896	3.773	96	22.030
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	3.353	2.600	11.761	3.772	34	21.520
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	256	56	135	1	62	510

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 2021	I semestre 2020
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	15.768	10.741
Costi per servizi	5.153	5.118
Costi per godimento di beni di terzi	517	474
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	147	208
Altri oneri	610	717
	22.195	17.258
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(78)	(72)
	22.117	17.186

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €102 milioni (€100 milioni nel primo semestre 2020).

COSTO LAVORO

(€ milioni)	I semestre 2021	I semestre 2020
Costo lavoro	1.544	1.610
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(51)	(68)
	1.493	1.542

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

27 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	I semestre 2021	I semestre 2020
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	1.831	2.153
Oneri finanziari	(2.105)	(2.596)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	19	(7)
Strumenti finanziari derivati	(218)	(76)
	(473)	(526)

I proventi e oneri finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2021	I semestre 2020
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(234)	(270)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(44)	(52)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(153)	(183)
Interessi attivi verso banche	2	7
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	6	3
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	19	(7)
	(404)	(502)
Differenze attive (passive) di cambio	246	20
Strumenti finanziari derivati	(218)	(76)
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	32	39
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	27	57
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(75)	(69)
Altri proventi (oneri) finanziari	(81)	5
	(97)	32
	(473)	(526)

(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.

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 2021	I semestre 2020
Dividendi	66	72
Altri proventi (oneri) netti	(16)	(47)
	50	25

I dividendi si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €36 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHAR' per €14 milioni (rispettivamente, €54 milioni e €16 milioni nel comparative period).

29 IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	I semestre 2021	I semestre 2020
Imposte correnti	1.747	916
Imposte differite nette	98	736
	1.845	1.652

Le imposte correnti sono riferite a società italiane per €147 milioni.

30 UTILE (PERDITA) PER AZIONE

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) 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 (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) 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 2021 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 (perdita) per azione semplice e diluito, l'utile (perdita) 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 metodo del costo ammortizzato.

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

		I semestre 2021	I semestre 2020
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice		3.572.549.651	3.572.549.651
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		5.310.140	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito		3.577.859.791	3.572.549.651
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	1.103	(7.335)
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(40)	
Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	1.063	(7.335)
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	0,30	(2,05)
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	0,30	(2,05)

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 società Eni Rewind (Ambiente), nel suo assetto corrente, rientra nel perimetro della Direzione Generale.
- 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) ed Eni gas e luce, 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 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.

Eni gas e luce, Power & Renewables: 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. 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 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	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
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
I semestre 2020							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	6.751	3.620	12.148	3.947	748		
a dedurre: ricavi infrasettori	(3.142)	(964)	(252)	(174)	(652)		
Ricavi da terzi	3.609	2.656	11.896	3.773	96		22.030
Risultato operativo	(1.678)	163	(2.302)	213	(401)	230	(3.775)

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
30.06.2021							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	60.387	5.429	12.128	4.861	1.573	(496)	83.882
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							36.107
Passività direttamente attribuibili ^(a)	16.632	4.915	6.469	2.642	3.640	(179)	34.119
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							45.290
31.12.2020							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	59.439	4.020	10.716	4.387	1.444	(402)	79.604
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							30.044
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.501	3.785	5.460	2.426	3.316	(83)	32.405
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							39.750

^(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. L'unica operazione non esente, esaminata e valutata positivamente in applicazione della procedura, con riferimento all'interesse della società e alla convenienza e correttezza delle relative condizioni, riguarda il rinnovo dell'accordo triennale di Partnership tra l'Istituto Affari Internazionali ed Eni per la fornitura di servizi connessi ad analisi di scenario geopolitico mondiale. La controparte è correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione.
- (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 dell'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 2021" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione	30.06.2021			I semestre 2021			
	(€ milioni)	Credit e altre attività	Debit e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		5	72			82	
Angola LNG Ltd						69	
Angola LNG Supply Services Llc				171			
Coral FLNG SA		7		1.190	18		
Gruppo Saipem			214	508	6	115	
Karachaganak Petroleum Operating BV		20	145			453	
Mellitah Oil & Gas BV		85	160		7	67	
Petrobel Belayim Petroleum Co		19	474			264	
Société Centrale Electrique du Congo SA		55			31		
Società Oleodotti Meridionali SpA		13	399		8	6	
Vår Energi AS		40	172	471	49	821	(60)
Altre (*)		83	23	1	39	115	
		327	1.659	2.341	158	1.992	(60)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				170			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		117	1	1	4		
Altre		7	12	11	4	4	
		124	13	182	8	4	
		451	1.672	2.523	166	1.996	(60)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		330	297		21	276	160
Gruppo Italgas		1	51		2	374	
Gruppo Snam		109	190		30	516	1
Gruppo Terna		50	93		96	148	
GSE - Gestore Servizi Energetici		82	74		523	363	151
Altre		9	24		13	29	
		581	729		685	1.706	312
Altri soggetti correlati							
		2	2			19	
Totale		1.034	2.403	2.523	851	3.721	252

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

Denominazione (€ milioni)	31.12.2020			I semestre 2020		
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	6	52			126	
Angola LNG Supply Services Llc			165			
Coral FLNG SA	6		1.079	35		
Gruppo Saipem	87	254	509	11	138	
Karachaganak Petroleum Operating BV	25	141			407	
Mellitah Oil & Gas BV	54	250		5	140	
Petrobel Belayim Petroleum Co	65	467			289	
Società Oleodotti Meridionali SpA	3	399			7	
Unión Fenosa Gas SA	11	4	57			
Vår Energi AS	39	190	456	40	529	(71)
Altre (*)	120	37	1	60	47	
	416	1.794	2.267	151	1.683	(71)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			165			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	112	1	1	6		
Altre	5	23	10	3	5	
	117	24	176	9	5	
	533	1.818	2.443	160	1.688	(71)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	104	165		29	268	22
Gruppo Italgas	1	177		2	405	
Gruppo Snam	189	211		28	543	
Gruppo Terna	46	62		79	90	2
GSE - Gestore Servizi Energetici	52	37		251	121	(28)
Altre	8	49		14	23	
	400	701		403	1.450	(4)
Altri soggetti correlati						
	1	4		2	22	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»						
	87	52		10	127	
Totale	1.021	2.575	2.443	575	3.287	(75)

(*) Per rapporti di importo 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 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 e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- 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;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;

- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS, 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 nell'interesse 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 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.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €18 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €2 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	(€ milioni)	30.06.2021			I semestre 2021	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				235		
Cardón IV SA		421	2		15	2
Coral FLNG SA		319			4	1
Coral South FLNG DMCC				1.345		
Gruppo Saipem		2	172			8
Société Centrale Electrique du Congo SA		56				26
Altre		13	18	1	12	3
		811	192	1.581	31	40
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		40	40			
		40	40			
Imprese controllate dallo Stato						
Enel			61			
Altre			2			
			63			
Totale		851	295	1.581	31	40

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2020			I semestre 2020	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				228		
Cardón IV SA		383			27	2
Coral FLNG SA		288			20	
Coral South FLNG DMCC				1.304		
Gruppo Saipem		2	167			
Société Centrale Electrique du Congo SA		83			6	
Altre		15	12	1	11	7
		771	179	1.533	64	9
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		36	28			
		36	28			
Imprese controllate dallo Stato						
Altre			11			1
			11			1
Totale		807	218	1.533	64	10

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

- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- 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;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione;
- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo.

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)	30.06.2021			31.12.2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	563	44	7,82	254	41	16,14
Crediti commerciali e altri crediti	13.580	676	4,98	10.926	802	7,34
Altre attività correnti	7.472	314	4,20	2.686	145	5,40
Altre attività finanziarie non correnti	1.024	807	78,81	1.008	766	75,99
Altre attività non correnti	1.083	44	4,06	1.253	74	5,91
Passività finanziarie a breve termine	3.161	124	3,92	2.882	52	1,80
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	971	126	12,98	849	54	6,36
Debiti commerciali e altri debiti	14.302	1.785	12,48	12.936	2.100	16,23
Altre passività correnti	9.955	201	2,02	4.872	452	9,28
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.312	45	1,04	4.169	112	2,69
Altre passività non correnti	2.396	417	17,40	1.877	23	1,23

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

(€ milioni)	I semestre 2021			I semestre 2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	30.788	835	2,71	22.030	556	2,52
Altri ricavi e proventi	651	16	2,46	460	19	4,13
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(22.117)	(3.702)	16,74	(17.186)	(3.329)	19,37
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(67)	(3)	4,48	(211)	61	..
Costo lavoro	(1.493)	(16)	1,07	(1.542)	(19)	1,23
Altri proventi (oneri) operativi	48	252	..	(373)	(75)	20,11
Proventi finanziari	1.831	31	1,69	2.153	64	2,97
Oneri finanziari	(2.105)	(40)	1,90	(2.596)	(10)	0,39

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

(€ milioni)	I semestre 2021	I semestre 2020
Ricavi e proventi	851	575
Costi e oneri	(3.383)	(2.851)
Altri proventi (oneri) operativi	252	(75)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(323)	(10)
Interessi	19	49
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.584)	(2.312)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(335)	(497)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	64	(46)
Variazione crediti finanziari	(49)	(100)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(320)	(643)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	29	3
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	29	3
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(2.875)	(2.952)

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

(€ milioni)	I semestre 2021			I semestre 2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.093	(2.584)	..	2.378	(2.312)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.133)	(320)	7,74	(2.741)	(643)	23,46
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	325	29	8,92	908	3	0,33

33 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

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

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

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

35 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre.

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 2021, nel corso del primo semestre 2021.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2021 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2021:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente 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.

30 luglio 2021

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Relazione della Società di revisione


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 2021. 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. È nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

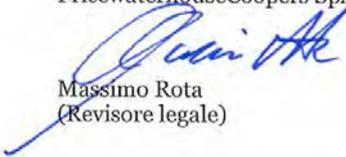
Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n° 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale 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 2021, 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, 4 agosto 2021

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 229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 30 giugno 2021

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2021

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 30 giugno 2021, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione,

la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 30 giugno 2021 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre Partecipazioni Rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	60	152	212						
Imprese consolidate joint operation				4	7	11			
Partecipazioni di imprese consolidate ^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	5	31	36	25	49	74			
Valutate con il metodo del costo	5	6	11	3	27	30			
Valutate con il metodo del fair value							4	22	26
	10	37	47	28	76	104	4	22	26
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		2	2		4	4			
Possedute da imprese a controllo congiunto					4	4			
		2	2		8	8			
Totale Imprese	70	191	261	32	91	123	4	22	26

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

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

Società controllate e a controllo congiunto assoggettate a regime fiscale privilegiato

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni:

a) Sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia.

b) Oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e cessione di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo.

Al 30 Giugno 2021, Eni controlla 5 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato. Di queste 5 società, 4 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni, 1 società non è soggetta a imposizione in Italia per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate. Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2021 saranno oggetto di revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,96 4,37 0,92 68,75

IMPRESE CONTROLLATE

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni 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	10.000.000	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.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	8.034.400	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

ALL'ESTERO

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.
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.

(*) 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.

(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza ENI	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd (3)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV (4)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Albania	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	31.997.266	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
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	2.653.200.001	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 International BV Eni Int. NA NV Sàrl	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.

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

(3) 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.

(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 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 criterio di valutazione (*)
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.007	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.
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 ⁽⁵⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sarl	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.

(*) 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 assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, 917: la società opera con stabile organizzazione in Indonesia 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 criterio di valutazione (*)
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	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni 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 (M) Ltd Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings 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 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 Portugal BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		Co.
Eni Qatar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza ENI	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni RAK BV (6)	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 Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV (6)	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	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd(7)	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	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	114.240.208,09	Eni Ukraine Hold.BV Eni International BV	99,99 0,01		
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold.BV	100,00		
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P Holding	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.

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

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

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

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza ENI	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd (8)	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.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città Del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res.Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO 'Eni Energhla'	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Zetah Congo Ltd (9)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En.Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Koullou Ltd (9)	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.

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

(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.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

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

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.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	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.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Calandre Energia Srl Società Agricola	Bolzano	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	59.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trade & Biofuels SpA	Roma	Italia	EUR	22.568.759	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni4Cities SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Ecofuel SpA	100,00		P.N.
EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
EniBioCh4in 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 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 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 Pannella BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Plovera Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	98,00 2,00	98,00	C.I.
EniBioCh4in Quadrivium Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
EniBioCh4in Rhodgium Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	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.
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.
FRI-EL Annia Srl Società Agricola	Bolzano	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
FRI-EL Briona Srl Società Agricola	Bolzano	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
FRI-EL Gardilliana Società Agricola Srl	Bolzano	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
FRI-EL Maddalena Società Agricola Srl	Bolzano	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
FRI-EL Medea Srl Società Agricola	Bolzano	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	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
FRI-EL San Benedetto Po Srl Società Agricola	Bolzano	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.
FRI-EL Vigevano Srl Società Agricola	Bolzano	Italia	EUR	100.000	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 Bommole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.
Villacidro Agricole Società Agricola a responsabilità limitata	Bolzano	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

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	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 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 Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralöhlh.GmbH Eni International BV	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	36.000.000	ET&B SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México, S. de RL de CV	Città Del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza ENI	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		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 criterio di valutazione (*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	446.050.728,65	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Dunastyr Pollisztrolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	4.332.947.072	Versalis SpA Versalis International SA Versalis Deutsch. GmbH	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis 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 R.L. 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	Takoradi (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.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES

Eni gas e luce

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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 gas e luce SpA Soc. Ben. 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.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni gas e luce SpA Soc. Ben. Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.

ALL'ESTERO

Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA Soc. Ben. Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Aldro Energía y Soluciones SLU	Torrelavega (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni gas e luce SpA Soc. Ben.	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA Soc. Ben. Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA Soc. Ben.	100,00	100,00	C.I.
Instalaciones Martínez Díez SLU	Torrelavega (Spagna)	Spagna	EUR	18.030	Eni gas e luce SpA Soc. Ben.	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.

Power

IN ITALIA

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

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

Renewables

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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 gas e luce SpA Soc. Ben.	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.

ALL'ESTERO

Arm Wind Llp	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	19.069.100.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	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	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	136.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV Eni Pakistan Ltd (M)	99,98 0,01 0,01	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co 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.

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

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalstica Italla SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Service Media Srl (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	75.000	D-Share SpA	100,00		P.N.
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	Agi SpA Soci Terzi	55,21 44,79	55,21	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 Italla Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Nuova Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	334.171	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00	49,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	48.205.536	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
D-Share USA Corp.	New York (USA)	USA	USD	0 ^(a)	D-Share SpA	100,00		Co.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	1.480.365.336	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Next Lic	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.

(a) Azioni senza valore nominale.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Eni Rewind SpA Soci Terzi	99,97 0,03		P.N.
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	281.857.871,44	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (.)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Eni Rewind SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

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 criterio di valutazione (*)
Mozambique Rovuma Venture SpA^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29	35,71	J.O.

ALL'ESTERO

Agiba Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	9.952.000.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc 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 Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	172,10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Company^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obalyed Petroleum Company^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
EI Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
EI-Fayrouz Petroleum Co^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Isatay Operating Company Llp^(†)	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD) (in liquidazione)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		Co.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
				Soci				
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	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meilha Petroleum Company (†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc 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	leoc 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	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA (†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	3.790	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunin SA (†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	24.021	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	2.203	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding AS	100,00		
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00		
Port Said Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc 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	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada (†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Rovuma LNG Investment (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc 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.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi AS ^(†)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,85 30,15		P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi AS	100,00		
VIC CBM Ltd ^(†)	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 Company ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Mariconsult SpA ^(†)	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

Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62 ^(a)	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	Eni International BV Transmed.Pip.Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
SEGAS Services SAE ^(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	1.000.000	Eni Gas Liquef. BV Segas Co SAE Soci Terzi	1,00 98,00 1,00	50,00	J.O.
Spanish Egyptian Gas Co SAE ^(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
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.

(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 3 del TUIR.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA ^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Mercl 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.

ALL'ESTERO

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	1.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
AET - Raffineriebetelligungsgesellschaft mbH ^(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoll Raffineriegesellschaft mbH ^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburoll SA ^(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS Itasing 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	1	Eni France Sarl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza ENI	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Mediterranéé Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VES	120,867	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

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

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio 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.
Finproject SpA	Morrovalle (MC)	Italia	EUR	18.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica SpA ^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	37,22 5,65 57,13		P.N.
Ravenna Servizi Industriali 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 Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Lotte Versalis Elastomers Co Ltd^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	531.800.000.000	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 SpA 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.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES

Eni gas e luce

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
E-Prosume Srl (†)	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Evogy Srl	Seriate (BG)	Italia	EUR	10.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PV Family Srl	Cagliari	Italia	EUR	131.200	Evolvere SpA Soc. Ben. Soci Terzi	45,12 54,88		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	20,00 80,00		P.N.

ALL'ESTERO

Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA (†)	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soc. Ben. Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
OVO Energy (France) SAS	Parigi (Francia)	Francia	EUR	66.666,66	Eni gas e luce SpA Soc. Ben. 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.

Power

IN ITALIA

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

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Renewables

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
GreenIT SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni gas e luce SpA Soc. Ben. Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.

ALL'ESTERO

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.
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Novis Renewables Llc ^(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Soci Terzi	50,00 50,00		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.
Solenova Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.580.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Vårgrønn AS ^(†)	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	69,60 30,40		P.N.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl^(†)	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Salpem SpA^{(*) (†)}	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(a) 1,72 67,74		P.N.

ALL'ESTERO

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	124.001.561,31	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Tecninco 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	10.999.929,007	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

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

(#) 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 31,08
Soci Terzi 68,92

Altre attività

IN ITALIA

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

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

EXPLORATION & PRODUCTION

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Universitario In Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	136.000	Eni SpA Soci Terzi	20,00 80,00	F.V.

ALL'ESTERO

Administradora del Golfo de Parla Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	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 Sarl 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 Sarl 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 Güiría SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	10	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 criterio di valutazione (*)
Norsea Gas GmbH	Emden (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

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹¹⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	F.V.

ALL'ESTERO

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (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	5.665.329	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sarl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sarl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestlon Snc	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sarl 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.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	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.

(11) La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

(a) Azioni senza valore nominale.

Chimica

IN ITALIA

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

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

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Altre attività

IN ITALIA

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

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATE NEL SEMESTRE

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 28)

Aldro Energía y Soluciones SLU	Torrelavega	Eni gas e luce	Acquisizione
Calandre Energia Srl Società Agricola	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
Eni North Sea Wind Ltd	Londra	Renewables	Sopravvenuta rilevanza
EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Appia Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Aprilia Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Jonica Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Momo Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Mortara Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Plovera Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Quadrivium Srl Società Agricola	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Rhodigium Società Agricola Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Service BioGas Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in Società Agricola Il Bue Srl	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
EniBioCh4in SpA	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Acquisizione
FRI-EL Annia Srl Società Agricola	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
FRI-EL Briona Srl Società Agricola	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
FRI-EL Gardilliana Società Agricola Srl	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
FRI-EL Maddalena Società Agricola Srl	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
FRI-EL Medea Srl Società Agricola	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
FRI-EL San Benedetto Po Srl Società Agricola	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
FRI-EL Vigevano Srl Società Agricola	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
Instalaciones Martínez Díez SLU	Torrelavega	Eni gas e luce	Acquisizione
Po' Energia Srl Società Agricola	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione
Unión Fenosa Gas Comercializadora SAU	Madrid	Global Gas & LNG Portfolio	Acquisizione
Villacidro Agricole Società Agricola a responsabilità limitata	Bolzano	Refining & Marketing	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 5)

Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)	Roma	Global Gas & LNG Portfolio	Sopravvenuta irrilevanza

Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Evolvere Smart Srl	Milano	Eni gas e luce	Cancellazione
OOO 'Eni Energhia'	Mosca	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE INCLUSE (N. 2)

SEGAS Services SAE	Damietta	Global Gas & LNG Portfolio	Acquisizione del controllo congiunto
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta	Global Gas & LNG Portfolio	Acquisizione del controllo congiunto



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2020: € 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

