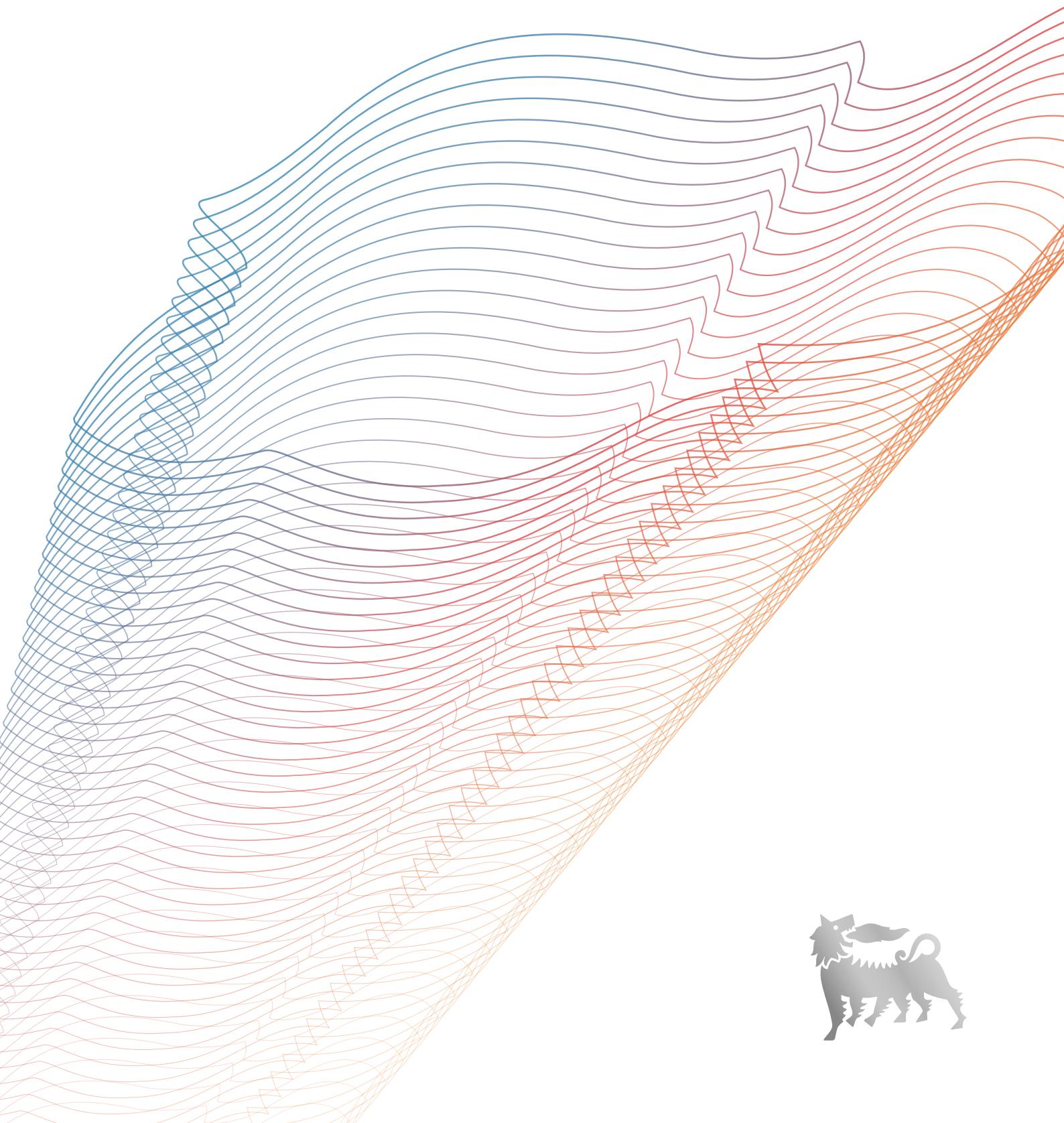


Eni
Relazione finanziaria
semestrale consolidata
al 30 giugno
2020



La nostra Mission



Siamo un'impresa dell'energia.

Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa,

con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta

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

Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione.

Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.

Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità.

Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.

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



La nuova 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.

THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS 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 **2020**



Relazione intermedia sulla gestione

- 4 Highlight
- 7 Principali dati quantitativi ed economico-finanziari
 - Andamento operativo**
 - 9 Exploration & Production
 - 11 Gas & Power
 - 14 Refining & Marketing e Chimica
- Commento ai risultati e altre informazioni**
- 17 Commento ai risultati economico-finanziari
- 37 Fattori di rischio ed incertezza
 - 37 Impatto della pandemia COVID-19
- 52 Evoluzione prevedibile della gestione
- 54 Altre informazioni

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

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

Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato

- 118 Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2020
- 143 Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

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, acquisita 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 rischiosità 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.

Highlight

Performance finanziaria

Risultati penalizzati dall'effetto combinato della recessione economica causata dal COVID-19 che ha ridotto la domanda energetica e dalle condizioni di oversupply di petrolio e gas.

- **Risultati adjusted:** utile operativo adjusted di €0,87 miliardi (-81% rispetto al primo semestre 2019). Al netto dell'effetto scenario di -€3,6 miliardi e degli impatti del COVID-19 di -€0,5 miliardi¹, la performance è stata positiva per +€0,3 miliardi. Perdita netta adjusted di €0,66 miliardi (utile di €1,55 miliardi nel periodo di confronto), dovuta alla flessione dell'utile operativo a cui si aggiunge l'aumento del tax rate consolidato a causa dello scenario depresso.
- **Risultato netto:** perdita netta di €7,34 miliardi, determinata dalla rilevazione di svalutazioni pre-tax di attività non correnti di €3,4 miliardi riferite principalmente a asset oil&gas e impianti di raffinazione in funzione della revisione dello scenario dei prezzi/margini degli idrocarburi per un valore complessivo post-tax di €3,6 miliardi comprensivo di svalutazioni di crediti d'imposta. L'adeguamento del valore contabile del magazzino ha inciso per €1 miliardo.
- **Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted - prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino** - pari a €3,26 miliardi (-52% vs. corrispondente periodo 2019). La flessione è attribuibile per -€3,5 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€0,6 miliardi agli impatti COVID-19 e per -€0,3 miliardi al fair value dei derivati, mentre la performance è stata positiva per +€0,8 miliardi.
- **Generazione di cassa operativa:** circa €2,4 miliardi (-64%).
- **Investimenti netti:** €2,86 miliardi, ridotti del 24% grazie al piano di revisione dell'attività realizzato da marzo, finanziati interamente dal flusso di cassa adjusted.
- **Indebitamento finanziario netto:** €19,97 miliardi (€14,33 miliardi ante lease liability - IFRS 16) in aumento di €2,85 miliardi rispetto al 31 dicembre 2019.
- **Leverage:** 0,37 escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, in aumento rispetto al 31 dicembre 2019 (0,24) e al 31 marzo 2020 (0,28). Includendo gli effetti dello IFRS 16: leverage a 0,51; 0,46 al netto della quota di passività derivante dai leasing di competenza dei partner E&P.
- **Aggiornata la remuneration policy in relazione al mutato scenario energetico:** dal 2020 previsto un dividendo annuo composto da un valore base fissato ora a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 45 \$/barile, ed una componente variabile crescente al crescere del prezzo Brent. Il dividendo base sarà rivalutato nel tempo in funzione del conseguimento degli obiettivi industriali del Gruppo. Per il 2020 nonostante le aspettative di una media annua del Brent di circa 40 \$/barile il dividendo base sarà comunque erogato, con un acconto da pagarsi a settembre p.v pari a 1/3.

Risposta Eni alla crisi del COVID-19

In risposta alla crisi del COVID-19, Eni ha revisionato i piani industriali 2020-2021:

- **Riduzione dei capex 2020 di circa €2,6 miliardi**, pari a circa il 35% del budget originario, nuova guidance per l'anno pari a €5,2 miliardi. Per il 2021 programmati ulteriori €2,4 miliardi di tagli, pari al 30% di quanto originariamente previsto per lo stesso anno a piano. **Manovra capex concentrata quasi interamente nell'upstream.**

¹ Gli impatti COVID-19 comprendono effetti sulle produzioni per taglio capex e minore domanda gas, minori ritiri di GNL in Asia, minori volumi di produzione venduta in R&M e Chimica, maggiori accantonamenti per svalutazione crediti (aggiornamento expected loss).

- **Produzione 2020 attesa a 1,71-1,76 milioni di boe/giorno compresi i tagli OPEC+,** in linea con quanto precedentemente comunicato, sulla base dei tagli capex in risposta alla crisi del COVID-19, riduzione domanda gas mondiale (anch'essa in parte collegata alla pandemia) ed estensione della forza maggiore in Libia per tutto il 2020.
- Implementazione di un **programma di ottimizzazione costi** con risparmi attesi nel 2020 di **circa €1,4 miliardi**; analogo ammontare previsto per il 2021.
- Allo scenario 2020 di 40 \$/barile previsto un **flusso di cassa netto da attività operativa adjusted - prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino** - di €6,5 miliardi, in grado di finanziare i capex previsti per il 2020. Rispetto alla stima iniziale di €11,5 miliardi allo scenario di 60 \$/barile, la flessione dei prezzi degli idrocarburi incide per circa -€4,5 miliardi e gli impatti del COVID-19 per circa -€1,7 miliardi, attenuati dai cost saving e performance per €1,2 miliardi. Stimata una variazione del cash flow +/- €170 milioni per mutamenti dello scenario Brent di +/- 1 \$/barile rispetto alla previsione 2020.
- **Utile operativo adjusted 2020 mid-downstream** (G&P, R&M con ADNOC pro-forma e Versalis): €0,8 miliardi.
- **Riserva di Liquidità:** Al 30 giugno 2020, la Società dispone di una **riserva di liquidità** di circa €17,7 miliardi di cui €6,5 miliardi di attivi di tesoreria, €6 miliardi investiti in attività liquide, €0,5 miliardi di crediti finanziari a breve e €4,7 miliardi di linee di credito committed.

Performance operativa

- **Produzione d'idrocarburi: 1,74 milioni di boe/giorno**, -5,1% rispetto al periodo di confronto. Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19 e dai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). La positiva performance registrata in Nigeria, Kazakhstan e Messico e i contributi del portafoglio (Norvegia) hanno più che compensato la minore spettanza in Libia dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, cause di forza maggiore e minori attribuzioni in rapporto alla minore spesa.
- **Avviata la produzione di olio del giacimento Agogo**, nel Blocco 15/06 nell'offshore dell'**Angola**, ad appena nove mesi dalla scoperta, grazie alle sinergie con l'unità di floating production Ngoma nel West Hub.
- Completato in Algeria con rapido time-to-market il **progetto di valorizzazione del gas associato del Blocco 403** mediante la realizzazione di una pipeline di esportazione, che consentirà anche lo sviluppo dei campi a gas dei blocchi del Berkine North.
- **Portafoglio:**
 - **Angola:** assegnata l'operatorship del blocco esplorativo offshore 28 (quota Eni 60%) nei bacini di Namibe e Benguela;
 - **Norvegia:** assegnate alla JV Vår Energi **17 nuove licenze esplorative** nei tre bacini principali della piattaforma continentale, delle quali 7 con il ruolo di operatore.
- **Successi esplorativi:**
 - confermata a 1 miliardo di barili la stima di olio in posto della scoperta **Agogo** nel **Blocco 15/06** nell'offshore dell'**Angola** grazie ai risultati del secondo pozzo di appraisal;
 - scoperta a olio nel prospetto esplorativo **Saasken** nel **Blocco 10** nell'**offshore del Messico**. Stimati tra 200 e 300 milioni di barili di olio in posto;
 - scoperta a gas e condensati nel **prospetto esplorativo Mahani-1**, nell'onshore dell'**Emirato di Sharjah (EAU)**, nell'area della Concessione B a solo un anno dalla firma degli accordi di concessione;
 - scoperta a gas nella licenza di North El Hammad, nel **prospetto Bashrush** nel **Delta del Nilo** in prossimità dei giacimenti di Nooros e Baltim South West;

- scoperta a olio nel prospetto esplorativo SWM-A-6X nella Concessione di **South West Meleihā** nel **Deserto Occidentale egiziano**. La produzione della concessione, iniziata a luglio 2019, ha raggiunto in un solo anno oltre 12.000 barili giorni di olio grazie al contributo di nuove scoperte;
- incrementato il potenziale della scoperta a gas e condensati di **Ken Bau**, nel Blocco Esplorativo 114 nell'**offshore del Vietnam**, stimato in 200-250 miliardi di metri cubi di gas in posto e 400-500 milioni di barili di condensato.
- Acquisito il 20% di **Tate s.r.l.**, start-up operante nell'attivazione e gestione di contratti di energia elettrica e gas tramite servizi digitali.
- Avviata partnership strategica tra Eni gas e luce e **OVO** per il lancio nel mercato francese di un servizio digitale volto alla sensibilizzazione dei clienti retail nell'utilizzo consapevole dell'energia e all'accesso a tecnologie a zero emissioni. Con questa iniziativa, Eni gas e luce consolida il proprio ruolo di advisor energetico nel segmento retail e contribuisce alla transizione energetica del Gruppo Eni.
- **Portafoglio clienti retail** in crescita +135 mila nuovi punti di fornitura rispetto alla fine del 2019 (+1,4%) per sviluppo attività in Italia e all'estero, nonostante l'impatto della pandemia.
- **Bio-raffineria di Gela** in marcia stabile con volumi superiori al budget del 58%. In aumento il premio HVO sostenuto dall'elevata domanda di biocarburanti nei principali paesi europei (Germania, Francia) per il raggiungimento degli obblighi di immissione al consumo.
- **Riavviato l'impianto di Crescentino** a seguito dell'upgrading per la produzione di disinfettante a base di etanolo da sciroppo di glucosio da mais su formulazione OMS (Organizzazione Mondiale della Sanità) da utilizzare come presidio medico chirurgico; riavviata la centrale elettrica a biomasse. In corso studi per sviluppare il processo di produzione di bioplastiche da zuccheri di seconda generazione.
- Finalizzata a luglio l'acquisizione da parte di Versalis del 40% della società **Finproject**, attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario.
- Firmato un accordo con **COREPLA** (Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica) per lo studio di soluzioni per la valorizzazione delle plastiche usate attraverso tecnologie in fase di sviluppo da parte di Eni per processi di gassificazione e riciclo chimico (pirolisi).

Energy Solutions, decarbonizzazione ed economia circolare

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro (0,24): conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza, raggiungendo una riduzione del 14% rispetto allo stesso periodo del 2019. Nel semestre non si è registrato alcun infortunio mortale.
- **Programma di espansione della capacità di generazione di energia rinnovabile**: al 30 giugno 2020 la capacità installata è pari a 251 MW (+77 MW rispetto al 31 dicembre 2019).
- Nell'ambito della partnership con Falck Renewables per lo sviluppo di attività congiunte in USA, perfezionata l'**acquisizione del 49% di 5 impianti fotovoltaici** già in esercizio nel Paese (per **complessivi 116 MW**) incluso un sistema di accumulo.
- Acquisiti da Asja Ambiente **tre progetti eolici** con una **potenza complessiva di 35,2 MW** e una produzione annua stimata di circa 81 GWh, che consentirà un risparmio di emissioni di CO₂ pari a 33.400 tonnellate all'anno. I tre impianti, attualmente in fase di costruzione, rappresentano il primo progetto eolico che Eni realizza in Italia.
- Avviato a luglio l'**impianto fotovoltaico di Volpiano** (18 MW), con una produzione attesa di 27 GWh/anno e una riduzione delle emissioni pari a 370.000 tonnellate di CO₂ lungo la vita utile dell'impianto.
- **Emissioni totali GHG dirette (Scope 1)** in calo da 20,86 milioni tCO₂ eq. a 18,86 milioni tCO₂ eq. (-9,6%) rispetto al primo semestre 2019, grazie al contributo di tutti i settori.
- **Emissioni da combustione e da processo**: in diminuzione in tutti i settori di business a 14,55 milioni tCO₂ eq. (-11,2%) principalmente a seguito delle maggiori fermate programmate presso le

raffinerie e gli stabilimenti chimici, in alcuni casi protratte a causa dell'emergenza COVID-19, della temporanea cessazione delle attività produttive E&P in Libia, del calo della produzione elettrica e dei volumi di gas naturale trasportati.

- **Emissioni da flaring** del settore E&P: sostanzialmente stabili rispetto al primo semestre 2019, in linea con il target di riduzione al 2025.
- **Emissioni fuggitive da metano**: in riduzione del 36,1% rispetto al primo semestre 2019 grazie alle campagne di monitoraggio ed alle attività di manutenzione effettuate nel settore E&P.
- **Oil spill operativi**: in riduzione del 53% rispetto al primo semestre 2019 grazie alle misure tecniche adottate che hanno riguardato principalmente le attività del settore E&P.
- **Acqua di formazione reiniettata** del settore E&P: in riduzione rispetto al 2019 (-11,5%) a causa delle fermate produttive in Congo e in Libia, nonché dei problemi ai sistemi di re-iniezione a seguito del riavvio dei campi di Zatchi e Loango in Congo e la mancata re-iniezione del campo di Ebocha in Nigeria.

PRINCIPALI DATI QUANTITATIVI ED ECONOMICO-FINANZIARI

	Primo Semestre	
	2020	2019
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	22.030 36.980
Utile (perdita) operativo		(3.775) 4.749
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		873 4.633
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		(655) 1.554
per azione ^(c)	(€)	(0,18) 0,43
per ADR ^{(c)(d)}	(\$)	(0,40) 0,97
Utile (perdita) netto ^(b)		(7.335) 1.516
per azione ^(c)	(€)	(2,05) 0,42
per ADR ^{(c)(d)}	(\$)	(4,52) 0,95
Utile (perdita) complessivo ^(b)	(€ milioni)	(7.533) 1.440
Flusso di cassa netto da attività operativa	(€ milioni)	2.378 6.612
Flusso di cassa netto ante variazione circolante e al costo di rimpiazzo ^(a)		3.258 6.800
Investimenti tecnici		2.568 4.236
di cui: ricerca esplorativa		247 313
sviluppo riserve di idrocarburi		1.740 2.957
Totale attività a fine periodo		115.085 124.883
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		38.839 51.006
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16		19.971 13.591
Indebitamento finanziario netto ante lease liability ex IFRS 16		14.329 7.869
Capitale investito netto		58.810 64.597
di cui: Exploration & Production		50.083 54.490
Gas & Power		2.344 2.883
Refining & Marketing e Chimica		8.966 7.946
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	(%)	37 15
Leverage post lease liability ex IFRS 16		51 27
Gearing		34 21
Coverage		(7,2) 8,6
Current ratio		1,2 1,3
Debt coverage		11,9 48,6
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	8,49 14,61
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.575,4 3.603,6
Capitalizzazione di borsa ^(e)	(€ miliardi)	30,9 52,6

(a) Misura di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza 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.

	Primo Semestre		
	2020	2019	
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	32.177	32.011
<i>di cui: donne</i>		7.728	7.498
<i>all'estero</i>		10.459	10.876
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	26,0	25,4
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,24	0,28
<i>dipendenti</i>		0,17	0,15
<i>contrattisti</i>		0,28	0,34
Fatality index	(infortuni mortali/ora lavorate) x 100.000.000	0,00	1,21
Oil spill operativi	(barili)	322	681
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	18,86	20,86
<i>di cui: CO₂ equivalente da combustione e da processo</i>		14,55	16,38
<i>CO₂ equivalente da flaring</i>		3,10	3,09
<i>CO₂ equivalente da venting</i>		0,98	1,03
<i>CO₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano</i>		0,23	0,36
Costi di ricerca e sviluppo	(€ milioni)	78	80
EXPLORATION & PRODUCTION			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.588	11.834
Produzione di idrocarburi ^(a)			
<i>petrolio e condensati</i>	(migliaia di boe/giorno)	1.744	1.837
<i>gas naturale</i>	(migliaia di barili/giorno)	873	877
	(milioni di metri cubi/giorno)	133	147
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(a)	(\$/boe)	27,50	45,00
Acqua di formazione reiniettata	(%)	54	61
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	10,74	11,79
Emissioni GHG/produzione linda di idrocarburi 100% operata ^(a)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,99	20,94
Community investment	(€ milioni)	39,5	32,6
GAS & POWER			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	3.097	2.996
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	30,67	39,13
<i>di cui: in Italia</i>		18,10	20,46
<i>internazionali</i>		12,57	18,67
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	18,27	19,39
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,98	5,25
REFINING & MARKETING E CHIMICA			
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.187	11.162
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	11,37	10,98
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa		2,96	4,05
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	621	862
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	3.498	3.965
Vendite di prodotti petrolchimici		1.903	2.158
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	59	67
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	3,14	3,82
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	1,54	1,92

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

Andamento operativo

EXPLORATION & PRODUCTION

PRODUZIONE E PREZZI

	Primo Semestre				
	2020	2019	Var.ass.	var %	
Produzioni					
Petrolio	(migliaia di barili/g)	873	877	(4)	(0,5)
Gas naturale	(milioni di metri cubi/g)	133	147	(14)	(9,5)
Idrocarburi	(migliaia di boe/g)	1.744	1.837	(93)	(5,1)
Prezzi medi di realizzo					
Petrolio	(\$/barile)	33,49	60,70	(27,21)	(44,8)
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	135,66	185,83	(50,17)	(27,0)
Idrocarburi	(\$/boe)	27,50	45,00	(17,50)	(38,9)

La **produzione di idrocarburi** nel primo semestre di 1.744 milioni di boe/giorno è diminuita del 5% rispetto al primo semestre 2019. Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19 e dai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). La positiva performance registrata in Nigeria, Kazakhstan e Messico e i contributi del portafoglio (Norvegia) hanno più che compensato la minore spettanza in Libia dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, cause di forza maggiore e minori attribuzioni in rapporto alla minore spesa.

La **produzione di petrolio** è stata di 873 mila barili/giorno nel primo semestre, in linea con il corrispondente periodo del 2019. La crescita produttiva in Kazakhstan e il ramp-up produttivo in Messico sono stati compensati dalla riduzione in Libia e dal declino dei giacimenti maturi.

La **produzione di gas naturale** è stata di 133 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre, in riduzione di 14 milioni di metri cubi/giorno, pari al 10% rispetto al corrispondente periodo del 2019. La minore produzione in Libia e la ridotta domanda gas in alcuni mercati regionali (in particolare in Egitto) e GNL sono state parzialmente compensate dalla crescita in Nigeria e Kazakhstan.

La **produzione venduta di idrocarburi** è stata di 286 milioni di boe. La differenza di 31 milioni di boe rispetto alla produzione di 317 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi destinati all'autoconsumo (21,5 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori.

PORTEFOGLIO MINERARIO E ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE

Nel primo semestre 2020 Eni ha condotto operazioni in 42 paesi. Al 30 giugno 2020, il portafoglio minerario di Eni consiste in 879 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 359.562 chilometri quadrati in quota Eni (357.854 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2019). Nel primo semestre 2020 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso in Albania e dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Oman, Indonesia e Norvegia per una superficie di circa 13.150 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Myanmar, Indonesia e Pakistan per circa 11.800 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Myanmar e Australia per complessivi 2.200 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta principalmente in Algeria, Cipro e Egitto per complessivi 1.850 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 19 nuovi pozzi esplorativi (9,5 in quota Eni), a fronte di 19 pozzi (10,1 in quota Eni) del primo semestre 2019.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2020	2019
Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		(migliaia di boe/g)	
Italia	108	127	
Resto d'Europa	247	158	
Africa Settentrionale	252	381	
Egitto	281	341	
Africa Sub-Sahariana	376	381	
Kazakhstan	170	134	
Resto dell'Asia	181	180	
America	112	107	
Australia e Oceania	17	28	
Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	286	302

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2020	2019
Produzione di petrolio e condensati		(migliaia di barili/g)	
Italia	47	54	
Resto d'Europa	144	94	
Africa Settentrionale	117	170	
Egitto	66	72	
Africa Sub-Sahariana	232	259	
Kazakhstan	115	86	
Resto dell'Asia	91	82	
America	61	58	
Australia e Oceania	2		

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

		Primo Semestre	
		2020	2019
Produzione di gas naturale		(milioni di metri cubi/giorno)	
Italia	9	11	
Resto d'Europa	16	10	
Africa Settentrionale	21	32	
Egitto	33	41	
Africa Sub-Sahariana	22	19	
Kazakhstan	8	8	
Resto dell'Asia	14	15	
America	8	7	
Australia e Oceania	2	4	

(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 (118 e 119 mila boe/giorno nel primo semestre 2020 e 2019, rispettivamente).

GAS & POWER

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 29,49 miliardi di metri cubi con un calo di 8,30 miliardi di metri cubi, pari al 22%, rispetto al primo semestre 2019.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (26,53 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 90% del totale, sono diminuiti di 8,38 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2019 (-24%), principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Russia (-2,82 miliardi di metri cubi), Algeria (-1,90 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (-1,12 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati da maggiori acquisti in Norvegia (+0,11 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (2,96 miliardi di metri cubi) sono in lieve crescita rispetto al periodo di confronto (+2,8%).

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2020	2019	Var. ass.	Var. %
Italia		2,96	2,88	0,08	2,8
Russia	10,47	13,29	(2,82)	(21,2)	
Algeria (incluso il GNL)	1,83	3,73	(1,90)	(50,9)	
Libia	2,37	2,90	(0,53)	(18,3)	
Paesi Bassi	0,64	1,76	(1,12)	(63,6)	
Norvegia	3,63	3,52	0,11	3,1	
Regno Unito	0,88	0,90	(0,02)	(2,2)	
Indonesia (GNL)	0,56	0,88	(0,32)	(36,4)	
Qatar (GNL)	1,33	1,50	(0,17)	(11,3)	
Altri acquisti di gas naturale	3,27	5,00	(1,73)	(34,6)	
Altri acquisti di GNL	1,55	1,43	0,12	8,4	
ESTERO	26,53	34,91	(8,38)	(24,0)	
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE	29,49	37,79	(8,30)	(22,0)	
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,04	0,15	(0,11)	(73,3)	
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,02)	(0,12)	0,10	83,3	
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	29,51	37,82	(8,31)	(22,0)	
Disponibilità per la vendita delle società collegate	1,16	1,31	(0,15)	(11,5)	
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	30,67	39,13	(8,46)	(21,6)	

VENDITE

		Primo Semestre			
		2020	2019	Var. ass.	Var. %
PSV	(€/migliaia di metri cubi)	98	200	(102)	(51,0)
TTF		80	167	(87)	(52,1)
Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)				
Italia		18,10	20,46	(2,36)	(11,5)
Resto d'Europa		10,70	13,97	(3,27)	(23,4)
<i>di cui: Importatori in Italia</i>		1,94	2,12	(0,18)	(8,5)
<i> Mercati europei</i>		8,76	11,85	(3,09)	(26,1)
Resto del Mondo		1,87	4,70	(2,83)	(60,2)
Totale vendite gas mondo		30,67	39,13	(8,46)	(21,6)
<i>di cui: vendite di GNL</i>		4,50	4,90	(0,40)	(8,2)
Vendita di energia elettrica	(terawattora)	18,27	19,39	(1,12)	(5,8)

Nel primo semestre 2020 le **vendite di gas naturale** di 30,67 miliardi di metri cubi sono diminuite del 21,6% rispetto al primo semestre 2019, principalmente a causa di minori vendite stagionali e del rallentamento dell'attività economica indotto dalle misure di contenimento in Italia, Europa e Paesi extra europei della diffusione del COVID-19.

Le vendite in Italia sono diminuite dell'11,5% a 18,10 miliardi di metri cubi per effetto dei minori volumi commercializzati su tutti i segmenti, principalmente all'hub, al settore grossisti, industriale e termoelettrico. Le vendite nei mercati europei (8,76 miliardi di metri cubi) hanno registrato una riduzione del 26,1% a causa dello scenario di crisi dei consumi, in particolare in Turchia per minori ritiri da parte di Botas ed in Germania anche per le azioni di ottimizzazione.

Le **vendite di energia elettrica** pari a 18,27 TWh nel primo semestre 2020 sono diminuite del 5,8% a seguito del rallentamento dell'attività economica indotto dalle misure di contenimento della pandemia. In particolare, minori volumi sono stati registrati presso i clienti del mercato libero, in parte compensati dalle maggiori vendite alla borsa elettrica.

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	Var. ass.	Var.%
ITALIA		18,10	20,46	(2,36)	(11,5)
Grossisti		3,89	4,48	(0,59)	(13,2)
PSV e borsa		5,40	6,15	(0,75)	(12,2)
Industriali		2,26	2,62	(0,36)	(13,7)
PMI e terziario		0,41	0,49	(0,08)	(16,3)
Termoelettrici		0,74	1,05	(0,31)	(29,5)
Residenziali		2,43	2,62	(0,19)	(7,3)
Autoconsumi		2,97	3,05	(0,08)	(2,6)
VENDITE INTERNAZIONALI		12,57	18,67	(6,10)	(32,7)
Resto d'Europa		10,70	13,97	(3,27)	(23,4)
Importatori in Italia		1,94	2,12	(0,18)	(8,5)
Mercati europei:		8,76	11,85	(3,09)	(26,1)
<i>Penisola Iberica</i>		1,83	2,21	(0,38)	(17,2)
<i>Germania/Austria</i>		0,12	0,84	(0,72)	(85,7)
<i>Benelux</i>		1,60	1,79	(0,19)	(10,6)
<i>Regno Unito</i>		0,87	0,90	(0,03)	(3,3)
<i>Turchia</i>		1,68	3,04	(1,36)	(44,7)
<i>Francia</i>		2,30	2,55	(0,25)	(9,8)
<i>Altro</i>		0,36	0,52	(0,16)	(30,8)
Mercati extra europei		1,87	4,70	(2,83)	(60,2)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		30,67	39,13	(8,46)	(21,6)

	Primo Semestre				
	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	Var. ass.	Var.%
Vendite delle società consolidate		29,51	37,76	(8,25)	(21,8)
Italia (inclusi autoconsumi)		18,10	20,46	(2,36)	(11,5)
Resto d'Europa		10,03	13,23	(3,20)	(24,2)
Extra Europa		1,38	4,07	(2,69)	(66,1)
Vendite delle società collegate (quota Eni)		1,16	1,37	(0,21)	(15,3)
Resto d'Europa		0,67	0,74	(0,07)	(9,5)
Extra Europa		0,49	0,63	(0,14)	(22,2)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		30,67	39,13	(8,46)	(21,6)

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	Primo Semestre			
		2020	2019	Var. ass.	Var.%
Europa		2,6	2,8	(0,2)	(7,1)
Extra Europa		1,9	2,1	(0,2)	(9,5)
TOTALE VENDITE GNL		4,5	4,9	(0,4)	(8,2)

Le vendite di GNL (4,5 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente da Qatar, Nigeria, Indonesia ed Oman e commercializzato principalmente in Europa, Cina, Pakistan e Taiwan.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

		Primo Semestre			
		2020	2019	Var. ass.	Var %
Standard Eni Refining Margin (SERM)	(\$/barile)	2,9	3,6	(0,7)	(19,4)
Lavorazioni in conto proprio Italia	(milioni di tonnellate)	7,21	10,19	(2,98)	(29,2)
Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		1,05	0,79	0,26	32,9
Lavorazioni in conto proprio Medio Oriente (ADNOC Refining 20%)		3,11		3,11	
Totale lavorazioni		11,37	10,98	0,39	3,6
Tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione	(%)	67	87	(20)	
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	376	100	276	..
Marketing					
Vendite rete Europa	(milioni di tonnellate)	2,96	4,05	(1,09)	(26,9)
Quota mercato rete Italia	(%)	23,6	23,7	(0,1)	
Vendite extrarete Europa	(milioni di tonnellate)	3,83	4,83	(1,00)	(20,7)
Chimica					
Vendite di prodotti petrolchimici	(milioni di tonnellate)	1,90	2,16	(0,26)	(11,8)
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	59	67	(8)	

REFINING & MARKETING

Nel primo semestre 2020 il **margine di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 2,9 \$/barile, in riduzione del 19% rispetto al primo semestre 2019. La causa va attribuita alla contrazione degli spread dei prodotti guida (soprattutto benzina e gasolio) rispetto al costo del greggio, in particolare a partire dall'implementazione dei tagli produttivi dell'OPEC+ che hanno sostenuto il prezzo della carica in un contesto di debolezza del mercato di consumo dei prodotti. L'accordo OPEC+ ha anche determinato una riduzione dell'offerta di Ural conseguendo un deciso apprezzamento di quest'ultimo rispetto ai greggi light-sweet, come il Brent, fenomeno insolito rispetto allo storico ed alla qualità dei greggi in oggetto, determinando la riduzione del premio di conversione (-0,9 \$/barile la media del semestre).

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** al netto della variazione di perimetro connessa all'acquisizione del 20% di ADNOC Refining con efficacia 1° agosto 2019, sono pari a 8,26 milioni di tonnellate, con una riduzione del 25% rispetto al primo semestre 2019, per effetto della riduzione del tasso di utilizzo delle raffinerie dovuto alla crisi della domanda come conseguenza del COVID-19 e della saturazione degli stoccati. Il tasso di utilizzo delle raffinerie (67%) si riduce di 20 punti percentuali.

I **volumi di lavorazione bio** pari a 376 mila tonnellate hanno registrato un significativo aumento a seguito dell'avvio produttivo della bio-raffineria di Gela avvenuto ad agosto 2019 e per le minori fermate presso Venezia.

	(milioni di tonnellate)	Primo Semestre			
		2020	2019	Var. ass.	Var.%
Rete	2,01	2,86	(0,85)	(29,7)	
Extrarete	2,67	3,67	(1,00)	(27,2)	
Petrolchimica	0,30	0,42	(0,12)	(28,6)	
Altre vendite	4,68	5,69	(1,01)	(17,8)	
Vendite in Italia	9,66	12,64	(2,98)	(23,6)	
Rete resto d'Europa	0,95	1,19	(0,24)	(20,2)	
Extrarete resto d'Europa	1,16	1,16			
Extrarete mercati extra europei	0,23	0,23			
Altre vendite	0,49	0,59	(0,10)	(16,9)	
Vendite all'estero	2,83	3,17	(0,34)	(10,7)	
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	12,49	15,81	(3,32)	(21,0)	

Nel primo semestre 2020, le **vendite di prodotti petroliferi** (12,49 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,32 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2019 (-21%).

Le **vendite rete in Italia** pari a 2,01 milioni di tonnellate risultano in contrazione su tutti i segmenti (-29,7%) per il forte calo dei consumi a seguito delle misure restrittive in risposta al COVID-19 con pesanti limitazioni agli spostamenti delle persone. La quota di mercato del semestre si è attestata a 23,6% (23,7% nel primo semestre 2019).

Al 30 giugno 2020, la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.153 stazioni di servizio, con un decremento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (4.204 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra acquisizioni e risoluzioni di contratti di convenzionamento (51 unità).

L'erogato medio (621 mila litri) è in diminuzione di 241 mila litri rispetto al primo semestre 2019 (862 mila litri).

Le **vendite extrarete in Italia** pari a 2,67 milioni di tonnellate si riducono del 27,2% rispetto al primo semestre 2019 per effetto principalmente delle minori vendite di jet fuel, i cui consumi si sono ridotti a causa del lockdown per contenere la diffusione del COVID-19.

Le **vendite alla Petrolchimica** (0,30 milioni di tonnellate) registrano una riduzione del 28,6%.

Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 2,11 milioni di tonnellate si riducono del 10,2% rispetto al primo semestre 2019. La riduzione riflette principalmente i minori volumi commercializzati in Spagna, Austria, Francia e Svizzera, per effetto della minore domanda dovuta al lockdown, solo in parte compensati da maggiori vendite in Germania in seguito al riavvio del sito di Vohburg.

Le **altre vendite in Italia e all'estero** (5,17 milioni di tonnellate) si riducono rispetto al primo semestre 2019 (-17,7%).

Vendite rete ed extrarete per prodotto/canale	Primo Semestre				
	(milioni di tonnellate)	2020	2019	Var. ass.	Var.%
Italia		4,68	6,53	(1,85)	(28,3)
Vendite rete		2,01	2,86	(0,85)	(29,7)
Benzina	0,50	0,71	(0,21)	(29,6)	
Gasolio	1,38	1,94	(0,56)	(28,9)	
GPL	0,12	0,19	(0,07)	(36,8)	
Altri prodotti	0,01	0,02	(0,01)	(50,0)	
Vendite extrarete		2,67	3,67	(1,00)	(27,2)
Gasolio	1,41	1,62	(0,21)	(13,0)	
Oli combustibili	0,01	0,03	(0,02)	(66,7)	
GPL	0,09	0,10	(0,01)	(10,0)	
Benzina	0,13	0,22	(0,09)	(40,9)	
Lubrificanti	0,04	0,04			
Bunker	0,33	0,37	(0,04)	(10,8)	
Jet fuel	0,34	0,91	(0,57)	(62,6)	
Altri prodotti	0,32	0,38	(0,06)	(15,8)	
Estero (rete + extrarete)		2,33	2,57	(0,24)	(9,3)
Benzina	0,52	0,62	(0,10)	(16,1)	
Gasolio	1,30	1,41	(0,11)	(7,8)	
Jet fuel	0,06	0,13	(0,07)	(53,8)	
Oli combustibili	0,07	0,04	0,03	75,0	
Lubrificanti	0,04	0,04			
GPL	0,24	0,24			
Altri prodotti	0,10	0,09	0,01	11,1	
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		7,01	9,10	(2,09)	(23,0)

CHIMICA

	(migliaia di tonnellate)	Primo Semestre			
		2020	2019	Var. ass.	Var.%
Intermedi	2.431	2.824	(393)	(13,9)	
Polimeri	1.067	1.141	(74)	(6,5)	
Produzioni	3.498	3.965	(467)	(11,8)	
Consumi e perdite	(1.790)	(2.012)	222	11,0	
Acquisti e variazioni rimanenze	195	205	(10)	(4,9)	
TOTALE DISPONIBILITÀ'	1.903	2.158	(255)	(11,8)	
Intermedi	1.023	1.231	(208)	(16,9)	
Polimeri	880	927	(47)	(5,1)	
TOTALE VENDITE	1.903	2.158	(255)	(11,8)	

Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 3.498 mila tonnellate sono diminuite di 467 mila tonnellate (-11,8%), principalmente intermedi, a causa delle maggiori fermate presso i siti di Priolo, Brindisi e Dunkerque per emergenza COVID-19, in parte compensate dalle minori fermate a Porto Marghera.

Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 1.903 mila tonnellate sono diminuite di 255 mila tonnellate (-11,8%). La flessione si riferisce in particolare a intermedi, elastomeri e polietilene, a causa della minore domanda da parte dei principali settori di utilizzo, in particolare l'automotive, dovuta alla contrazione dell'attività economica globale a causa delle misure di lockdown per il contenimento della diffusione del COVID-19. Tali trend sono stati attenuati da una maggiore richiesta di stirenici per prodotti per l'emergenza sanitaria e per il settore del packaging.

I **margini dei prodotti chimici** hanno registrato un recupero nei segmenti degli intermedi e del polietilene trainati dalla richiesta di mercato e dalla minore disponibilità di prodotti da importazione extra europea; negli altri segmenti (stirenici ed elastomeri) margini in linea con il semestre precedente in funzione del debole scenario macroeconomico. In particolare, il margine del cracker ha registrato una significativa ripresa nel momento di maggior crisi del mercato petrolifero (marzo-aprile); tuttavia tale trend ha registrato un'inversione successivamente all'implementazione dei tagli produttivi dell'OPEC+ che hanno sostenuto il costo della carica.

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

	Primo Semestre				
	(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	22.030	36.980	(14.950)	(40,4)	
Altri ricavi e proventi	460	644	(184)	(28,6)	
Costi operativi	(18.939)	(28.590)	9.651	33,8	
Altri proventi e oneri operativi	(373)	30	(403)	..	
Ammortamenti	(3.857)	(3.826)	(31)	(0,8)	
Riprese di valore (Svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(2.749)	(311)	(2.438)	..	
Radiazioni	(347)	(178)	(169)	(94,9)	
Utile (perdita) operativo	(3.775)	4.749	(8.524)	..	
Proventi (oneri) finanziari	(526)	(552)	26	4,7	
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(1.379)	146	(1.525)	..	
Utile (perdita) prima delle imposte	(5.680)	4.343	(10.023)	..	
Imposte sul reddito	(1.652)	(2.823)	1.171	41,5	
Utile (perdita) netto	(7.332)	1.520	(8.852)	..	
<i>di competenza:</i>					
- Eni	(7.335)	1.516	(8.851)	..	
- Interessenze di terzi	3	4	(1)	(25,0)	

Risultati reported

Il crollo della domanda energetica globale e dei prezzi degli idrocarburi registrato nel primo semestre 2020 a causa delle misure di lockdown imposte in tutto il mondo sull'attività economica e sugli spostamenti delle persone in risposta alla crisi pandemica del COVID-19 ha avuto conseguenze massive sui risultati e la posizione finanziaria netta del Gruppo Eni al 30 giugno 2020. La **perdita netta di competenza degli azionisti Eni** nel primo semestre 2020 è stata di €7.335 milioni rispetto all'utile netto di €1.516 milioni del primo semestre 2019, di cui €3.775 milioni di perdita operativa che si confrontano con l'utile operativo di €4.749 milioni. Il flusso di cassa netto da attività operativa ha registrato una contrazione di oltre il 60% a €2.378 milioni, mentre l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 è aumentato di €2.852 milioni. Il management ha attuato un piano d'azione immediato per preservare la liquidità della Società e la solidità del bilancio che prevede la rimodulazione degli investimenti tecnici per gli anni 2020-2021, in particolare nel 2020 Eni taglierà gli investimenti di circa €2,6 miliardi, pari a circa il 35% del totale previsto nel budget originario, riduzioni dei costi operativi in tutte le linee di business con risparmi attesi su base annua di circa €1,4 miliardi, nonché la revisione della politica di remunerazione degli azionisti (per ulteriori informazioni v. la sezione dedicata nei fattori di rischio).

L'effetto scenario relativo alla flessione delle quotazioni del petrolio (-40% per il riferimento Brent) e del prezzo del gas in tutte le aree geografiche (in particolare -51% per il prezzo spot al punto di scambio virtuale del mercato italiano PSV) spiega circa il 50% della contrazione dell'EBIT e l'80% di quella del cash flow. Per quanto riguarda il risultato operativo, gli altri driver sono stati gli impatti industriali connessi alla crisi del COVID-19 e le svalutazioni di attività non-correnti. In particolare gli effetti operativi connessi al COVID-19 comprendono la riduzione delle produzioni di idrocarburi per effetto dei tagli di capex, le minori vendite in tutti i business a causa del calo della domanda di carburanti, di gas ed energia elettrica, le minori vendite di GNL a causa del lockdown delle economie asiatiche e la minore domanda gas in alcuni mercati regionali. Per quanto riguarda le stime contabili critiche alla base delle valutazioni di bilancio, esaminati i possibili effetti strutturali della crisi del COVID-19 sullo scenario macroeconomico ed energetico, il management ha rivisto in riduzione lo scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei

valori di libro delle attività fisse. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023 rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 48 e 55 \$/barile (in precedenza 55 e 70 \$/barile). Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU. Sulla base delle nuove assunzioni di prezzo e della modifica dei piani d'investimento a breve-medio termine, il management ha rilevato svalutazioni delle attività non-correnti del Gruppo pari a circa €2,75 miliardi riferite per €1,7 miliardi agli asset oil&gas e per la parte restante alle raffinerie tradizionali impattate dalla riduzione del consumo di carburanti e dalla flessione dei margini. Infine, il risultato operativo è stato penalizzato dall'effetto della rilevante discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo (-€1,4 miliardi).

La crisi economica causata dal COVID-19 si riflette anche nei risultati delle partecipazioni in joint venture e altre iniziative industriali che hanno registrato una perdita di €1.379 milioni influenzata, oltre che dal deterioramento dello scenario, dalla rilevazione di oneri straordinari nei bilanci delle partecipate per svalutazioni di asset, scorte e differenze valutative su cambi in funzione del forte apprezzamento del dollaro su tutte le valute. Infine, è significativo che nel primo semestre 2020 il Gruppo rileva oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di circa €5,7 miliardi. Questo è dovuto agli impatti strutturali della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla domanda degli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività di Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri hanno avuto due ricadute: la svalutazione di circa €0,8 miliardi delle attività per imposte differite iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali del semestre.

Di seguito i principali indicatori di scenario del semestre:

	Primo Semestre		
	2020	2019	Var %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	39,73	66,01	(39,8)
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,102	1,130	(2,5)
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	36,05	58,42	(38,3)
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	2,9	3,6	(19,4)
PSV ^(d)	98	200	(51,0)
TTF ^(d)	80	167	(52,1)

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In euro per migliaia di metri cubi.

Risultati adjusted e composizione degli special item

	(€ milioni)	Primo Semestre			
		2020	2019	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo		(3.775)	4.749	(8.524)	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		1.394	(346)		
Esclusione special item ^(a)		3.254	230		
Utile (perdita) operativo adjusted		873	4.633	(3.760)	(81,2)
Dettaglio per settore di attività					
<i>Exploration & Production</i>		230	4.448	(4.218)	(94,8)
<i>Gas & Power</i>		649	378	271	71,7
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		89	33	56	..
<i>Corporate e altre attività</i>		(349)	(264)	(85)	(32,2)
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>		254	38	216	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		(7.335)	1.516	(8.851)	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		991	(244)		
Esclusione special item ^(a)		5.689	282		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		(655)	1.554	(2.209)	..

(a) Per maggiori informazioni vedi tabella alla pagina successiva.

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che escludono gli oneri straordinari commentati in precedenza relativi principalmente a svalutazioni di attività non correnti, crediti d'imposta e perdita di magazzino.

Nel primo semestre 2020 l'**utile operativo adjusted** di €873 milioni è diminuito di €3,76 miliardi rispetto al primo semestre 2019. Al netto dell'effetto scenario di -€3,6 miliardi e degli impatti del COVID-19 di -€0,5 miliardi¹, la performance è stata positiva per +€0,3 miliardi per effetto del contributo positivo della raffinazione grazie in particolare all'incremento dei margini e dei volumi delle lavorazioni bio, che hanno beneficiato del contributo della bioraffineria di Gela avviata ad agosto 2019, nonché del business G&P a seguito delle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e power che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi e della tenuta del business retail.

Il Gruppo ha conseguito una **perdita netta adjusted** pari a €655 milioni per effetto della flessione della performance operativa, dei minori risultati delle JV e altre partecipazioni industriali a causa del deterioramento del quadro macroeconomico nonché dell'andamento del tax rate.

Il crollo dello scenario causato dal COVID-19 ha avuto effetti particolarmente significativi sul tax rate adjusted di Gruppo del semestre (v. la riconduzione a pag. 31). Il principale driver è il tax rate E&P penalizzato dalla ridotta capacità d'iscrizione di imposte differite attive sulle perdite di periodo a causa delle minori proiezioni di redditi imponibili futuri, dalla concentrazione dell'utile ante imposte in Paesi a più elevata fiscalità (quali Egitto, Emirati Arabi Uniti, Libia e Algeria), dalla maggiore incidenza dei costi indeducibili/non recuperabili (quali i costi sostenuti nell'ambito di licenze in fase esplorativa), nonché dalla disottimizzazione fiscale connessa all'indeducibilità della perdita sulla commercializzazione del gas libico di competenza del partner, il cui ammontare peraltro è incrementato in misura notevole a causa dell'ampliamento del differenziale tra prezzi del gas oil-linked e prezzi spot in Europa. Inoltre il tax rate del Gruppo ha risentito della circostanza che nei settori mid-downstream il recupero fiscale relativo alle perdite di periodo sconta tax rate significativamente inferiori a quelli della E&P.

¹ Gli impatti COVID-19 comprendono minori produzioni upstream per taglio capex e riduzione domanda gas, minori ritiri di GNL in Asia, minori volumi di produzione/vendite in R&M e Chimica, maggiori accantonamenti per svalutazione crediti (aggiornamento expected loss).

	(€ milioni)	Primo Semestre	
		2020	2019
Special item dell'utile (perdita) operativo		3.254	230
Oneri ambientali		62	76
Svalutazioni (riprese di valore) nette		2.749	311
Plusvalenze nette su cessione di asset		(4)	(23)
Accantonamenti a fondo rischi		87	6
Oneri per incentivazione all'esodo		38	9
Derivati su commodity		112	(211)
Differenze e derivati su cambi		(24)	47
Altro		234	15
Oneri (proventi) finanziari		(2)	7
<i>di cui:</i>			
<i>- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i>		24	(47)
Oneri (proventi) su partecipazioni		1.341	27
<i>di cui:</i>			
<i>- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni</i>		894	
Imposte sul reddito		1.096	18
Totale special item dell'utile (perdita) netto		5.689	282

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €3.254 milioni con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** oneri netti di €1.908 milioni riferiti principalmente a svalutazioni di proprietà oil&gas in produzione/sviluppo (€1.681 milioni), i cui driver sono stati la revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi a 60 \$/barile e l'indotta rimodulazione degli investimenti per privilegiare la generazione di cassa degli anni 2020-2021. Le svalutazioni hanno riguardato principalmente asset in Italia, USA, Algeria, Turkmenistan e Congo. Gli altri special item del semestre comprendono: perdite di crediti di prodotto per allineamento ai valori correnti (€134 milioni), accantonamenti a fondo rischi (€85 milioni);
- **G&P:** oneri netti di €259 milioni rappresentati dalla: componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€210 milioni); riclassifica del saldo negativo di -€10 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; differenza negativa tra la variazione delle rimanenze gas valorizzate a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e la valorizzazione gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate ed inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (€52 milioni);
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €1.021 milioni riferiti principalmente a svalutazioni di impianti di raffinazione (€994 milioni) in funzione della revisione dello scenario margini dovuta alle aspettative di minori spread dei prodotti e di apprezzamento dei greggi medium-sour verso il riferimento light-sweet Brent. Gli altri special item sono riferiti a oneri ambientali (€61 milioni), nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (provento di €98 milioni).

Gli **special item delle partecipazioni** comprendono: (i) €758 milioni di oneri per la Vår Energi relativi a svalutazioni di proprietà oil&gas dovute alla revisione dello scenario petrolifero e differenze cambio da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di "copertura naturale" (natural hedge); (ii) un onere di €296 milioni relativi a svalutazioni in funzione dello scenario margini e all'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC Refining; (iii) oneri di €235 milioni relativi a Saipem.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production	6.751	11.524	(4.773)	(41,4)
Gas & Power	6.703	10.525	(3.822)	(36,3)
Refining & Marketing e Chimica	12.148	21.679	(9.531)	(44,0)
- Refining & Marketing	10.984	20.378	(9.394)	(46,1)
- Chimica	1.555	2.141	(586)	(27,4)
- Elisioni	(391)	(840)		
Corporate e altre attività	754	766	(12)	(1,6)
Elisioni di consolidamento	(4.326)	(7.514)	3.188	
Ricavi della gestione caratteristica	22.030	36.980	(14.950)	(40,4)
Altri ricavi e proventi	460	644	(184)	(28,6)
Totale ricavi	22.490	37.624	(15.134)	(40,2)

I ricavi complessivi ammontano a €22.490 milioni. I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2020 (€22.030 milioni) si riducono del 40% rispetto al primo semestre 2019 e riflettono gli effetti indotti della pandemia COVID-19 in particolare: il crollo delle quotazioni del petrolio (-40% per il riferimento Brent) e del prezzo del gas in tutte le aree geografiche (in particolare -51% per il prezzo spot al punto di scambio virtuale del mercato italiano - PSV), le minori vendite di energia, carburanti e prodotti chimici, nonché le minori disponibilità da produzione per effetto del prolungamento in risposta all'emergenza sanitaria.

Proventi (oneri) finanziari netti

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2020	2019	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(502)	(476)	(26)	
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(322)	(378)	56	
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(183)	(190)	7	
- Interessi attivi verso banche	7	11	(4)	
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(7)	78	(85)	
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	3	3		
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(76)	(21)	(55)	
- Strumenti finanziari derivati su valute	(28)	(3)	(25)	
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(48)	(18)	(30)	
Differenze di cambio	20	70	(50)	
Altri proventi (oneri) finanziari	(7)	(171)	164	
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	57	53	4	
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(69)	(147)	78	
- Altri proventi (oneri) finanziari	5	(77)	82	
	(565)	(598)	33	
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	39	46	(7)	
	(526)	(552)	26	

Gli **oneri finanziari netti** di €526 milioni migliorano di €26 milioni rispetto al primo semestre 2019. I principali driver sono stati: (i) la riduzione degli altri oneri finanziari (+€82 milioni) che riflette il minor costo del debito, nonché la circostanza che il 2019 recepiva gli interessi passivi maturati su accantonamenti a fondo rischi in particolare nel settore E&P; (ii) il miglioramento (+€78 milioni) degli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale a seguito della riduzione dei tassi di

attualizzazione. Tali variazioni positive sono state compensate dalla variazione negativa del fair value dei derivati su cambi (-€25 milioni) le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IFRS 9, e dalle differenze cambio (-€50 milioni), il cui impatto netto (-€75 milioni) riflette l'apprezzamento del dollaro USA vs l'Euro.

Proventi (oneri) netti su partecipazione

(€ milioni)	Primo Semestre		
	2020	2019	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1.404)	52	(1.456)
Dividendi	72	89	(17)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		4	(4)
Altri proventi (oneri) netti	(47)	1	(48)
	(1.379)	146	(1.525)

Gli **oneri netti su partecipazioni** ammontano a €1.379 milioni e riguardano:

- le quote di competenza delle perdite di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi €1.404 milioni influenzate, oltre che dal deterioramento dello scenario, dalla rilevazione di oneri straordinari nei bilanci delle partecipate per svalutazioni di asset, scorte e differenze valutative su cambi in funzione del forte apprezzamento del dollaro su tutte le valute;
- i dividendi di €72 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€54 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co. (€16 milioni).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO²

	30 Giu. 2020	31 Dic. 2019	Var. ass.
	(€ milioni)		
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	58.627	62.192	(3.565)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.285	5.349	(64)
Attività immateriali	3.086	3.059	27
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	892	1.371	(479)
Partecipazioni	8.320	9.964	(1.644)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.289	1.234	55
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.866)	(2.235)	369
	75.633	80.934	(5.301)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.158	4.734	(576)
Crediti commerciali	6.553	8.519	(1.966)
Debiti commerciali	(7.943)	(10.480)	2.537
Attività (passività) tributarie nette	(2.990)	(1.594)	(1.396)
Fondi per rischi e oneri	(13.738)	(14.106)	368
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.729)	(1.864)	135
	(15.689)	(14.791)	(898)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.152)	(1.136)	(16)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	18	18	
CAPITALE INVESTITO NETTO	58.810	65.025	(6.215)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	38.767	47.839	(9.072)
Interessenze di terzi	72	61	11
Patrimonio netto	38.839	47.900	(9.061)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	14.329	11.477	2.852
Passività per beni in leasing	5.642	5.648	(6)
- di cui working interest Eni	3.766	3.672	94
- di cui working interest follower	1.876	1.976	(100)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	19.971	17.125	2.846
COPERTURE	58.810	65.025	(6.215)
Leverage	0,51	0,36	0,16
Gearing	0,34	0,26	0,08

Al 30 giugno 2020, il **capitale immobilizzato** si riduce di €5.301 milioni per effetto essenzialmente delle svalutazioni di impianti e degli ammortamenti, non compensati dagli investimenti di periodo, della riduzione della voce "Partecipazioni" dovuta alle minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni in Vår Energi e ADNOC Refining, nonché della svalutazione delle scorte d'obbligo di olio e prodotti a seguito della flessioni delle quotazioni.

Il **capitale di esercizio netto** (-€15.689 milioni) diminuisce di €898 milioni per effetto essenzialmente della riduzione del valore di libro delle scorte (-€576 milioni) per effetto scenario, delle svalutazioni di imposte differite attive in funzione in funzione della riduzione delle proiezioni future di redditi imponibili e della riduzione dei crediti commerciali, in parte compensati dalla riduzione dei debiti commerciali (-€2.537 milioni) per effetto prezzo.

Il **patrimonio netto** (€38.839 milioni) è diminuito di €9.061 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 per effetto della perdita netta del periodo (-€7.332 milioni), la distribuzione del saldo dividendo 2019 (€1.536

² Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

milioni), nonché la variazione negativa (-€123 milioni) della riserva cash flow hedge e della riserva per differenze cambio (-€164 milioni) in funzione del marginale deprezzamento del dollaro sull'euro ai cambi di chiusura.

L'**indebitamento finanziario netto**³ al 30 giugno 2020 è pari a €19.971 milioni in aumento di €2.846 milioni rispetto al 2019. Escludendo la lease liability – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €14.329 milioni con un aumento di €2.852 milioni.

Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,51 al 30 giugno 2020, di cui 5 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 0,37.

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 33.

⁴ Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO⁵

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2020	2019	Var. ass.
Utile (perdita) netto		(7.332)	1.520	(8.852)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		8.305	4.284	4.021
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(4)	(26)	22
- dividendi, interessi e imposte		1.966	3.183	(1.217)
Variazione del capitale di esercizio		688	(534)	1.222
Dividendi incassati da partecipate		328	1.155	(827)
Imposte pagate		(1.072)	(2.516)	1.444
Interessi (pagati) incassati		(501)	(454)	(47)
Flusso di cassa netto da attività operativa		2.378	6.612	(4.234)
Investimenti tecnici		(2.568)	(4.236)	1.668
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(264)	(51)	(213)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		21	38	(17)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(393)	41	(434)
Free cash flow		(826)	2.404	(3.230)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		463	(122)	585
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.907	(663)	3.570
Rimborsò di passività per beni in leasing		(462)	(397)	(65)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.537)	(1.525)	(12)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(12)	2	(14)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		533	(301)	834
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		3.258	6.800	(3.542)

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2020	2019	Var. ass.
Free cash flow		(826)	2.404	(3.230)
Rimborsò di passività per beni in leasing		(462)	(397)	(65)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(67)	(67)	
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		40	(62)	102
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.537)	(1.525)	(12)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(2.852)	420	(3.272)
Effetti prima applicazione IFRS 16			(5.759)	5.759
Rimborsi lease liability		462	397	65
Accensioni del periodo e altre variazioni		(456)	(360)	(96)
Variazione passività per beni in leasing		6	(5.722)	5.728
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		(2.846)	(5.302)	2.456

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre è stato di €2.378 milioni, con una flessione del 64% rispetto al periodo di confronto a causa del deterioramento dello scenario e della circostanza che il flusso di cassa netto da attività operativa del semestre 2019 comprendeva maggiori dividendi pagati dalla joint venture Vâr Energi (€1.047 milioni nel primo semestre 2019 vs. €190 milioni nel semestre attuale).

Il flusso di cassa del capitale circolante positivo per €688 milioni nel semestre risente del minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2019 (-€0,8 miliardi); inoltre è influenzato dalla riduzione del valore contabile delle scorte per effetto scenario.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €3.258 milioni con una riduzione del 52% rispetto allo stesso periodo 2019. La flessione è dovuta per -€3,5 miliardi all'effetto scenario compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€0,6 miliardi agli impatti

⁵ Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

COVID-19 e per -€0,3 miliardi al fair value dei derivati, mentre la performance è stata positiva per +€0,8 miliardi. Il cash tax rate di Gruppo è risultato pari al 34% (32% nel semestre 2019).

I fabbisogni per gli **investimenti del periodo tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €2.832 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione di Evolvere e di una partecipazione in Falck Renewables. Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (€0,2 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €2,86 miliardi, in riduzione del 24% vs. primo semestre 2019 grazie ai tagli attivati nella revisione del piano industriale 2020-2021 in risposta alla crisi del COVID-19, sono stati interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

		Primo Semestre	
	(€ milioni)	2020	2019
Flusso di cassa netto da attività operativa		2.378	6.612
Variazione del capitale di esercizio		(688)	534
Esclusione (utile) perdita di magazzino		1.394	(346)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo		3.084	6.800
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri		174	
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		3.258	6.800

Investimenti tecnici

		Primo Semestre			
	(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.	Var %
Exploration & Production		2.018	3.662	(1.644)	(44,9)
- <i>acquisto di riserve proved e unproved</i>			372	(372)	..
- <i>ricerca esplorativa</i>		247	313	(66)	(21,1)
- <i>sviluppo</i>		1.740	2.957	(1.217)	(41,2)
- <i>altro</i>		31	20	11	55,0
Gas & Power		109	99	10	10,1
Refining & Marketing e Chimica		377	417	(40)	(9,6)
- <i>Refining & Marketing</i>		274	379	(105)	(27,7)
- <i>Chimica</i>		103	38	65	..
Corporate e altre attività		71	64	7	10,9
Effetto eliminazione utili interni		(7)	(6)	(1)	
Investimenti tecnici		2.568	4.236	(1.668)	(39,4)

Nel primo semestre 2020 gli **investimenti tecnici** di €2.568 milioni (€4.236 milioni nel primo semestre 2019) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.740 milioni) in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Messico, Stati Uniti, Iraq, Mozambico e Kazakhstan;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€245 milioni) finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€29 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€85 milioni).

Risultati per settore di attività⁶

Exploration & Production

	(€ milioni)	Primo Semestre		
		2020	2019	Var. ass.
Utile (perdita) operativo		(1.678)	4.425	(6.103)
Esclusione special items		1.908	23	1.885
Utile (perdita) operativo adjusted		230	4.448	(4.218) (94,8)
Proventi (oneri) finanziari netti		(169)	(203)	34
Proventi (oneri) su partecipazioni		43	148	(105)
Imposte sul reddito		(677)	(2.590)	1.913
Utile (perdita) netto adjusted		(573)	1.803	(2.376) ..
I risultati includono:				
costi di ricerca esplorativa:		436	306	130
- <i>costi di prospezioni, studi geologici e geofisici</i>		100	146	(46)
- <i>radiazione di pozzi di insuccesso</i>		336	160	176

Nel primo semestre 2020 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €230 milioni con una riduzione €4,22 miliardi rispetto al primo semestre 2019. L'effetto scenario di -€3,6 miliardi riflette il crollo delle quotazioni del petrolio (-40% per il riferimento Brent) e del prezzo del gas in tutte le aree geografiche (in particolare -51% per il prezzo spot al punto di scambio virtuale del mercato italiano PSV) che hanno trainato al ribasso i prezzi di realizzo degli idrocarburi di produzione. Inoltre il risultato di periodo sconta la perdita connessa alla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati nel mercato europeo. Quest'ultimo effetto non è considerato nei prezzi di realizzo del gas di cui alla tabella di pag. 9 che sono relativi al solo gas equity. Nello scenario sono considerati i maggiori ammortamenti per effetto tassi (incremento dell'asset retirement cost capitalizzato all'attivo). La riduzione del risultato è dovuta anche all'effetto negativo volume/mix e ai maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso, parzialmente compensati dai saving dei costi operativi.

La **perdita netta adjusted** di €573 milioni riflette la riduzione dell'utile operativo e il peggioramento del risultato delle società valutate ad equity, in particolare la quota di competenza Eni del risultato della JV Vår Energi (in riduzione di €57 milioni) e il risultato della società Angola LNG (in riduzione di €51 milioni) in relazione al sensibile peggioramento dello scenario. Il tax rate adjusted del semestre è stato influenzato negativamente e in maniera rilevante dallo scenario che da un lato ha ridotto la capacità d'iscrivere imposte differite attive sulle perdite di periodo in funzione delle minori proiezioni di imponibili futuri, determinando peraltro la concentrazione dei risultati ante imposte positivi in Paesi a maggiore fiscalità, dall'altro ha reso molto più evidente il peso di fenomeni quali l'indeducibilità/non recuperabilità di alcune voci di costo (quali i costi sostenuti nell'ambito di licenze in fase esplorativa) e la disottimizzazione fiscale connessa alla non deducibilità del margine negativo sulla commercializzazione del gas libico di competenza del partner, il cui ammontare è incrementato in misura notevole a causa dell'ampliamento del differenziale tra prezzi del gas oil-linked e prezzi spot in Europa.

⁶ Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Misure alternative di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

Gas & Power

(€ milioni)	Primo Semestre			
	2020	2019	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo	390	347	43	12,4
Esclusione special item	259	31	228	
Utile (perdita) operativo adjusted	649	378	271	71,7
- <i>Gas & LNG Marketing and Power</i>	466	212	254	..
- <i>Eni gas e luce</i>	183	166	17	10,2
Proventi (oneri) finanziari netti	(1)	1	(2)	
Proventi (oneri) su partecipazioni	(5)	1	(6)	
Imposte sul reddito	(212)	(115)	(97)	
Utile (perdita) netto adjusted	431	265	166	62,6

Nel primo semestre 2020 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €649 milioni in aumento del 72% rispetto allo stesso periodo 2019. Il miglioramento della performance operativa del business GLP è dovuto alle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e power che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi. Tale positivo andamento è stato in parte compensato dalla flessione dei risultati del business GNL dovuta all'impatto di rilevanti proporzioni che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla domanda asiatica causando oversupply e conseguente pressione sui prezzi anche considerando la ridotta disponibilità a ritirare i volumi contrattualizzati da parte dei buyer asiatici. In miglioramento la performance del business retail (+€17 milioni l'utile operativo adjusted vs. il primo semestre 2019; +10%) nonostante il calo delle vendite dovuto ai minori consumi causati dalla recessione economica e i maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti in funzione dell'atteso deterioramento del rischio controparte che sono stati più che compensati dalle azioni commerciali/efficienza, dalla crescita dei clienti e dal contributo del business extra-commodity in Italia e dallo sviluppo del business in Francia e Grecia.

Il settore ha chiuso il semestre con l'**utile netto adjusted** di €431 milioni in aumento del 63%.

Refining & Marketing e Chimica

(€ milioni)	Primo Semestre			
	2020	2019	Var. ass.	Var %
Utile (perdita) operativo	(2.302)	332	(2.634)	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.370	(444)	1.814	..
Esclusione special item	1.021	145	876	..
Utile (perdita) operativo adjusted	89	33	56	..
- <i>Refining & Marketing</i>	220	107	113	..
- <i>Chimica</i>	(131)	(74)	(57)	(77,0)
Proventi (oneri) finanziari netti	(7)	(12)	5	
Proventi (oneri) su partecipazioni	(29)	7	(36)	
Imposte sul reddito	(37)	(40)	3	
Utile (perdita) netto adjusted	16	(12)	28	..

Nel primo semestre 2020 il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €89 milioni, più che raddoppiato rispetto al primo semestre 2019 per effetto del miglioramento della performance del business Refining & Marketing.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €220 milioni, in miglioramento di €113 milioni rispetto all'utile operativo del primo semestre 2019. Nonostante la forte riduzione delle lavorazioni tradizionali e il peggioramento dei margini a causa dell'effetto COVID-19, la raffinazione ha registrato una performance positiva grazie in particolare all'incremento dei margini e dei

volumi delle lavorazioni bio, che hanno beneficiato del contributo della bioraffineria di Gela avviata ad agosto 2019. I business commerciali hanno registrato performance in calo sia nel segmento rete che nell'extrarete, per effetto della pesante caduta dei volumi a causa delle misure di lockdown a fronte dell'emergenza COVID-19, solo in parte compensate da azioni di ottimizzazione ed efficienza.

La **Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** pari a €131 milioni, in peggioramento rispetto al primo semestre 2019 (-77%). Il risultato è stato influenzato dal già debole andamento della domanda dei principali settori utilizzatori di elastomeri, in particolare l'automotive, che è stato poi accentuato dal peggioramento del quadro economico globale a seguito dell'emergenza COVID-19, nonché dalla minore disponibilità di prodotto causata dal prolungamento delle fermate manutentive di impianti in relazione all'emergenza sanitaria (in particolare steam cracking di Priolo e Brindisi). Tali sviluppi sono stati attenuati dalla ripresa dei margini del polietilene trainato dalla richiesta di mercato e dalla riduzione delle importazioni extra europee.

Il settore Refining & Marketing e Chimica ha registrato l'**utile netto adjusted** pari a €16 milioni (perdita netta adjusted di €12 milioni nel periodo di confronto) per effetto del miglioramento della performance operativa e dei dividendi di società partecipate valutate al fair value through OCI, in parte compensati dalla perdita della partecipazione in ADNOC Refining a causa dallo scenario margini in Medio Oriente e di una fermata manutentiva programmata.

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 consuntivi:

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'accretion 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/debti 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 impegni finanziari non funzionali all'attività operativa.

I semestre 2020	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	(1.678)	390	(2.302)	(415)	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	2	1.056	10		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	2	5	21		38	
- derivati su commodity		210	(98)			112	
- differenze e derivati su cambi		(10)	(14)			(24)	
- altro	130	55	14	35		234	
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.908	259	1.021	66		3.254	
Utile (perdita) operativo adjusted	230	649	89	(349)	254	873	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(169)	(1)	(7)	(351)		(528)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	43	(5)	(29)	(47)		(38)	
Imposte sul reddito ^(a)	(677)	(212)	(37)	32	(65)	(959)	
<i>Tax rate (%)</i>						312,4	
Utile (perdita) netto adjusted	(573)	431	16	(715)	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.

	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
I semestre 2019							
Utile (perdita) operativo	4.425	347	332	(295)	(60)	4.749	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(444)		98	(346)	
Esclusione special item:							
- oneri ambientali				85	(9)		76
- svalutazioni (riprese di valore) nette		22		287	2		311
- plusvalenze nette su cessione di asset		(20)		(3)			(23)
- accantonamenti a fondo rischi		(12)		20	(2)		6
- oneri per incentivazione all'esodo		3	3	1	2		9
- derivati su commodity			(157)	(54)			(211)
- differenze e derivati su cambi		6	48	(7)			47
- altro		24	137	(184)	38		15
Special item dell'utile (perdita) operativo	23	31	145	31		230	
Utile (perdita) operativo adjusted	4.448	378	33	(264)	38	4.633	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(203)		1	(12)	(331)		(545)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		148	1	7	17		173
Imposte sul reddito ^(a)	(2.590)		(115)	(40)	63	(21)	(2.703)
<i>Tax rate (%)</i>							63,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.803	265	(12)	(515)	17	1.558	
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							4
- azionisti Eni							1.554
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.516	
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(244)	
Esclusione special item						282	
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.554	

(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 2020	31 dicembre 2019	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		27.388	24.518	2.870
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>		4.642	5.608	(966)
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>		22.746	18.910	3.836
Disponibilità liquide ed equivalenti		(6.527)	(5.994)	(533)
Titoli held for trading		(6.042)	(6.760)	718
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(490)	(287)	(203)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		14.329	11.477	2.852
Passività per beni in leasing		5.642	5.648	(6)
- di cui working interest Eni		3.766	3.672	94
- di cui working interest follower		1.876	1.976	(100)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		19.971	17.125	2.846
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		38.839	47.900	(9.061)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,37	0,24	0,13
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,51	0,36	0,15

Leverage pro-forma

	(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		19.971	1.876	18.095
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		38.839		38.839
Leverage pro-forma		0,51		0,47

Il leverage pro-forma è determinato al netto della quota delle passività per beni in leasing attribuibile ai follower, oggetto di recupero attraverso il meccanismo delle cash call.

L'indebitamento finanziario netto è calcolato in coerenza con le disposizioni CONSOB sulla posizione finanziaria netta (com. n. DEM/6064293 del 2006).

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) (€ milioni)	Rif. alle note al Bilancio consolidato semestrale abbreviato	30 giugno 2020		31 dicembre 2019	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari		58.627		62.192	
Diritto di utilizzo beni in leasing		5.285		5.349	
Attività immateriali		3.086		3.059	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		892		1.371	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni		8.320		9.964	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)	1.289		1.234	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:		(1.866)		(2.235)	
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 6)	30		30	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 8)	11		11	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 15)	(1.907)		(2.276)	
Totale Capitale immobilizzato		75.633		80.934	
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze		4.158		4.734	
Crediti commerciali	(vedi nota 6)	6.553		8.519	
Debiti commerciali	(vedi nota 15)	(7.943)		(10.480)	
Attività (passività) tributarie nette, composti da:		(2.990)		(1.594)	
- passività per imposte sul reddito correnti		(301)		(456)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(475)		(454)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	(2.150)		(1.411)	
- passività per imposte differite		(6.018)		(4.920)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	(45)		(63)	
- attività per imposte sul reddito correnti		233		192	
- attività per imposte sul reddito non correnti		180		173	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 8)	582		766	
- attività per imposte anticipate		4.747		4.360	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 8)	260		223	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 15)	(3)		(4)	
Fondi per rischi e oneri		(13.738)		(14.106)	
Altre attività (passività), composti da:		(1.729)		(1.864)	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 14)	28		37	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 6)	4.117		4.324	
- altre attività correnti	(vedi nota 8)	3.078		3.206	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 8)	532		637	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 15)	(2.672)		(2.785)	
- altre passività correnti	(vedi nota 8)	(5.067)		(5.735)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 8)	(1.745)		(1.548)	
Totale Capitale di esercizio netto		(15.689)		(14.791)	
Fondi per benefici ai dipendenti					
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		18		18	
composte da:					
- attività destinate alla vendita		18		18	
CAPITALE INVESTITO NETTO		58.810		65.025	
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi					
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:		27.388		24.518	
- passività finanziarie a lungo termine		22.746		18.910	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.518		3.156	
- passività finanziarie a breve termine		3.124		2.452	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		(6.527)		(5.994)	
Titoli held-for-trading		(6.042)		(6.760)	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 14)	(490)		(287)	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		14.329		11.477	
Passività per beni in leasing, composti da		5.642		5.648	
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.723		4.759	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		919		889	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS		19.971		17.125	
COPERTURE		58.810		65.025	

(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

(€ milioni)	Primo Semestre 2020		Primo Semestre 2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto	(7.332)		1.520	
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		8.305		4.284
- Ammortamenti	3.857		3.826	
- Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	2.749		311	
- Radiazioni	347		178	
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.404		(52)	
- Altre variazioni	(78)		(14)	
- Variazione fondo per benefici ai dipendenti	26		35	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(4)		(26)
Dividendi, interessi e imposte		1.966		3.183
- Dividendi	(72)		(89)	
- Interessi attivi	(72)		(72)	
- Interessi passivi	458		521	
- Imposte sul reddito	1.652		2.823	
Variazioni del capitale di esercizio		688		(534)
- rimanenze	1.061		(102)	
- crediti commerciali	2.016		131	
- debiti commerciali	(2.605)		(873)	
- fondi per rischi e oneri	(399)		(30)	
- altre attività e passività	615		340	
Dividendi incassati da partecipate		328		1.155
Imposte pagate		(1.072)		(2.516)
Interessi (pagati) incassati		(501)		(454)
- Interessi incassati	33		32	
- Interessi pagati	(534)		(486)	
Flusso di cassa netto da attività operativa	2.378		6.612	
Investimenti:		(2.568)		(4.236)
- attività materiali e diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(2.469)		(4.109)	
- attività immateriali	(99)		(127)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(264)		(51)
- partecipazioni	(155)		(51)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(109)			
Dismissioni		21		38
- attività materiali	15		26	
- partecipazioni	6		12	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(393)		41
- investimenti finanziari: titoli strumentali all'attività operativa	(15)		(8)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari strumentali all'attività	(85)		(87)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(370)		(20)	
- disinvestimenti finanziari: titoli strumentali all'attività operativa	12		5	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari strumentali all'attività	65		56	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento			95	
Free cash flow	(826)		2.404	

segue Rendiconto finanziario riclassificato

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

(€ milioni)	Primo Semestre 2020		Primo Semestre 2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		(826)		2.404
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		463		(122)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	463		(122)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.907		(663)
- assunzione di debiti finanziari non correnti	4.292		1.021	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.116)		(1.736)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	731		52	
Rimborso di passività per beni in leasing		(462)		(397)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.537)		(1.525)
- rimborso di capitale ad azionisti terzi			(1)	
- acquisto di azioni proprie			(46)	
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(1.534)		(1.475)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(3)		(3)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità			(12)	2
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità	(13)		3	
- effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	1		(1)	
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		533		(301)

Fattori di rischio e incertezza

PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi di carattere strategico, commerciale e regolatorio ai quali è esposto il Gruppo nella gestione ordinaria del business. In considerazione delle attività svolte, il Gruppo è esposto al rischio finanziario cioè il rischio che trend sfavorevoli nei prezzi delle commodity, nei tassi di cambio e nei tassi di interesse possano determinare perdite di valore degli asset o riduzioni dei flussi di cassa attesi. Il Gruppo è esposto al rischio liquidità, cioè il rischio di ridotta capacità di accesso al mercato del credito in un momento in cui l'Azienda non disponga di sufficiente liquidità per adempiere le obbligazioni in scadenza, che potrebbe comportare conseguenze avverse significative sui risultati e sul business, nonché il rischio di default delle controparti commerciali o finanziarie. Il rischio finanziario, di liquidità e quello controparte sono descritti in maniera più dettagliata alla nota n. 24 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato semestrale abbreviato, alla quale si rinvia.

IMPATTO DELLA PANDEMIA COVID-19¹

I drammatici eventi connessi alla pandemia COVID-19 nel primo semestre 2020, con il conseguente lockdown delle economie mondiali e le pesanti limitazioni agli spostamenti delle persone, hanno determinato il crollo della domanda degli idrocarburi in un quadro di oversupply strutturale del mercato petrolifero, comportando una riduzione senza precedenti dei prezzi degli idrocarburi. Nel primo semestre 2020, il prezzo del petrolio di riferimento Brent si è ridotto in media del 40% rispetto al primo semestre 2019, mentre i prezzi del gas naturale hanno registrato una flessione media del 50%. Questi sviluppi negativi hanno impattato in maniera massiva i risultati operativi e il cash flow dell'Eni.

Il Gruppo ha riportato una perdita netta di €7,3 miliardi causata dalla riduzione dei ricavi e dalla rilevazione di oneri straordinari in relazione alla revisione delle stime dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi per la valutazione della recuperabilità degli asset di Gruppo determinando €2,7 miliardi di svalutazioni di impianti, ai quali si aggiungono €1,4 miliardi per la valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo, €1,4 miliardi di perdite su partecipazioni e circa €0,8 miliardi per la svalutazione delle attività per imposte differite iscritte all'attivo di bilancio.

Nel primo semestre 2020, il cash flow adjusted prima delle variazioni del capitale circolante a costi di rimpiazzo di €3,3 miliardi è diminuito di circa il 50% rispetto al primo semestre 2019, di cui €3,5 miliardi per la riduzione dei prezzi degli idrocarburi e €0,6 miliardi per gli effetti del COVID-19 sulle operations, determinando un incremento dell'indebitamento finanziario netto di circa €2,9 miliardi rispetto al 31 dicembre 2019 (ante IFRS 16).

Il management stima allo scenario 2020 di 40 \$/barile, una riduzione della metrica di cash flow monitorata dalla Direzione Aziendale – il cash flow adjusted prima delle variazioni del capitale circolante - di circa €5 miliardi rispetto ai piani iniziali (da €11,5 miliardi a €6,5 miliardi) in funzione dei minori prezzi degli idrocarburi di produzione per €4,5 miliardi, a cui si aggiungono circa €1,7 miliardi di effetti sulle operations a causa del COVID-19 dovuti a perdite di produzione per rimodulazione capex, minore domanda di carburanti e prodotti chimici, prolungamento fermate di impianti per l'emergenza sanitaria, minori ritiri di GNL e minore domanda gas per riduzione attività produttiva e infine maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Questi effetti negativi si stima vengano parzialmente attenuati dai cost saving e da altre iniziative di contrasto del management alla pandemia COVID-19 per un importo pari a €1,2 miliardi.

Confrontato con uno shortfall di così ampie proporzioni, il management ha adottato una serie di misure per preservare la liquidità dell'Azienda, la capacità di far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza e per attenuare l'impatto della crisi sulla posizione finanziaria netta di Gruppo, come segue:

- Rimodulazione degli investimenti tecnici per gli anni 2020-2021, in particolare nel 2020 Eni ridurrà gli investimenti di circa €2,6 miliardi, pari a circa il 35% del totale previsto nel budget originario, alla previsione attuale di €5,2 miliardi. Per il 2021, programmati ulteriori €2,4 miliardi di tagli, pari al 30% di quanto originariamente previsto per lo stesso anno a piano. I progetti interessati dagli interventi riguardano principalmente le attività upstream, in particolare quelle relative all'ottimizzazione della produzione e ai nuovi progetti di sviluppo il cui avvio era previsto a breve.

¹ Per maggiori informazioni si rinvia alle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata.

- Attuazione di un programma di riduzione dei costi operativi in tutte le linee di business con risparmi attesi su base annua di circa €1,4 miliardi; analogo ammontare è previsto per il 2021.
- Eseguita un'emissione obbligazionaria da €2 miliardi nel mese di maggio, la prima da parte di una compagnia italiana post COVID-19.
- Ritiro della proposta di acquisto di azioni proprie 2020 per un valore pari a €400 milioni. La proposta sarà riconsiderata nel momento in cui la previsione del prezzo Brent per l'anno di riferimento, parametro per la decisione di attivazione del piano di buy-back, tornerà a essere almeno uguale a 60 \$/barile.
- Rivista la politica di distruzione del dividendo che prevede un dividendo composto da un valore base fissato per ora a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 45 \$/barile, ed una componente variabile crescente al crescere del prezzo Brent. Il valore del dividendo crescerà in funzione del grado di realizzazione della strategia di crescita del Gruppo (ulteriori dettagli sono forniti nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione"). Per il 2020, il dividendo base sarà distribuito nonostante la previsione di un Brent medio annuo di 40 \$/barile. Un terzo del dividendo base sarà messo in pagamento come acconto nel mese di settembre 2020.

Grazie a queste azioni, l'Azienda ha superato senza tensioni la fase più acuta della crisi evitando un'eccessiva onerosità del debito. Guardando al futuro, l'azienda al 30 giugno 2020 dispone di una riserva di liquidità di €17,7 miliardi così composta:

- Disponibilità liquide ed equivalenti di €6,5 miliardi;
- Linee di credito committed per €4,7 miliardi;
- Attivi prontamente liquidabili (prevalentemente titoli di stato e corporate bond investment grade) di €6 miliardi e crediti finanziari a breve di €0,5 miliardi.

Tale riserva è considerata adeguata per coprire le principali obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi relative a:

- debiti finanziari a breve temine di €3,1 miliardi;
- obbligazioni in scadenza di €1,35 miliardi e quota in scadenza di altri debiti finanziari a lungo termine per €1,1 miliardi;
- investimenti committed di €6,8 miliardi;
- rate di contratti di leasing in scadenza di €1,3 miliardi;
- il pagamento del dividendo base pari a circa €1,28 miliardi;
- gli impegni contrattuali di acquisto del gas nell'ambito delle forniture long-term che prevedono il pagamento di un ammontare minimo anche in assenza di ritiri di gas (clausola take-or-pay) dell'ammontare di €9,2 miliardi allo scenario di budget.

Attualmente i rating creditizi Eni sono:

- "A-", negative outlook per Standard & Poor's;
- "Baa1" con stable outlook per Moody's;
- "A"- con stable outlook per Fitch.

Non si possono escludere possibili rischi di "downgrade" del merito creditizio Eni in funzione dello scenario petrolifero adottato dalle società di rating o in funzione di possibili downgrade del merito creditizio sovrano. L'evoluzione della situazione finanziaria di Gruppo nel secondo semestre 2020 e nel 2021 dipenderanno oltre che dalle azioni del management, dall'andamento del prezzo del petrolio strettamente correlato all'evoluzione della crisi pandemica. Sulla base del portafoglio corrente di asset oil&gas, il management stima una variazione del flusso di cassa di circa €170 milioni per 1 \$/barile di variazione del prezzo del petrolio Brent e di proporzionali variazioni dei prezzi del gas, applicabile per scostamenti di 5-10 \$/barile rispetto allo scenario considerato, prima di ulteriori azioni correttive da parte del management ed esclude gli effetti sul flusso di dividendi da partecipazioni.

La ripresa a breve termine dei prezzi del petrolio e del gas dipenderà in misura preponderante dai tempi di contenimento della diffusione della pandemia e dalle modalità con cui la crisi sarà gestita. Nel peggiore degli scenari, la pandemia potrebbe prolungare l'attuale crisi economica con conseguenze negative di entità rilevante sulla domanda d'idrocarburi e sui prezzi delle commodity. Questo sviluppo che potrebbe essere reso ancora più problematico nel caso in cui l'OPEC+ dovesse allentare la politica di sostegno dei prezzi e di tagli produttivi, comporterebbe effetti negativi significativi sui risultati futuri, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista.

Oltre alle riserve di liquidità esistenti alla data corrente, la Compagnia può far leva su un modello di business solido e sulle azioni finalizzate o avviate in questi anni che ne hanno aumentato la resilienza allo scenario. Punto saliente di tali azioni è stata la progressiva riduzione del breakeven medio dei progetti in esecuzione a 23 \$/barile grazie all'esplorazione di successo a costi competitivi, la riduzione del time-to-market delle riserve, lo sviluppo dei progetti per fasi e nell'ottica design-to-cost che privilegia sviluppi in contesti semplici

e convenzionali con costi più contenuti e infine il continuo controllo delle spese operative. L'efficienza dell'upstream e la ristrutturazione dei business mid-downstream che sono in grado di generare nel complesso un contributo positivo in termini di flusso di cassa operativo anche in scenari sfavorevoli come quello corrente, e il contenimento dei costi hanno consentito a Eni di ridurre la cash neutrality cioè il livello di prezzo del Brent in corrispondenza del quale la Compagnia è in grado di autofinanziare i capex organici e il floor dividend. A lungo termine, la Compagnia è impegnata nella realizzazione di un percorso strategico con l'obiettivo di diventare leader nella fornitura di prodotti decarbonizzati, contribuendo attivamente al processo di transizione energetica in corso. Punto qualificante di tale strategia è il conseguimento di un target di riduzione dell'80% delle emissioni assolute nette GHG di tutti i prodotti al 2050, ben oltre la soglia di riduzione del 70% indicata dalla IEA nello scenario compatibile con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Questo consentirà a Eni di ottenere un miglior bilanciamento del portafoglio, riducendone l'esposizione alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità. 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. La domanda di greggio nel breve termine è strettamente correlata alla crescita 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. Nel medio-lungo termine la domanda petrolifera è influenzata dall'espansione demografica e dal miglioramento degli standard di vita, dai prezzi e dalla disponibilità di fonti energetiche alternative (i.e., nucleare e rinnovabili), dal progresso tecnologico nell'efficienza dei consumi e, soprattutto, dall'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 di climate change (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change).

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 Kazakistan 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 del tight oil USA. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale all'interno del cartello, poiché si stima che possegga 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 ed UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, le crisi regionali quali ad esempio quelle in corso in Venezuela e Libia con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi metereologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

In un quadro di downcycle del prezzo del petrolio in atto dalla metà del 2014 dovuto all'oversupply strutturale del mercato sostenuto dalla forte crescita delle produzioni di tight oil USA in un periodo di livellamento della domanda globale, si inserisce tra febbraio/marzo 2020 la drammatica crisi causata dall'emergenza sanitaria del COVID-19. Le misure di lockdown imposte dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia innescano una recessione globale di enormi proporzioni causando il crollo della domanda di petrolio, di gas naturale e di prodotti petroliferi, conseguenza del blocco dell'attività produttiva e dell'interruzione del commercio internazionale e degli spostamenti delle persone. Il prezzo del petrolio a causa anche delle divisioni interne all'OPEC+ circa la risposta da dare alla crisi scende su valori minimi storici tra fine marzo e inizio aprile, al di sotto dei 15 \$/barile per il riferimento Brent. L'eccesso di offerta e il riempimento degli stoccati fino ai limiti tecnici, oltre a determinare una struttura di prezzi a futuri in forte contango, porta fenomeni estremi quali la registrazione nel mercato USA di prezzi negativi. Successivamente, con il progressivo allentamento delle misure di lockdown e l'implementazione a partire da maggio di importanti tagli alle produzioni OPEC+, il prezzo del Brent registra una significativa ripresa fino agli oltre 40 \$/barile correnti. Guardando al breve-medio termine, la robustezza e la sostenibilità di tale rimbalzo del prezzo dipenderanno in misura determinante dall'efficacia delle azioni di contenimento della diffusione della pandemia e dall'entità della ripresa macroeconomica mondiale, fattore chiave di traino dei consumi energetici, nonché dalle decisioni dell'OPEC+ e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere internazionali (per ulteriori informazioni v. paragrafo "impatto della pandemia COVID-19"). Lo scenario per la seconda metà del 2020 e presumibilmente per il 2021 si presenta pertanto estremamente

volatile e complesso. Nel primo semestre il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio di circa 40 \$/barile con una flessione del 40% rispetto al periodo di confronto.

La crisi del COVID-19 ha, inoltre, aumentato in misura drammatica la già debole situazione del mercato globale del gas naturale, in oversupply strutturale a causa dei massicci flussi di GNL alimentati dalla produzione di gas associato USA e dall'entrata in esercizio in questi ultimi anni di significativi investimenti in impianti GNL worldwide con il conseguente aumento della liquidità in tutti mercati regionali. In tale ambito il primo semestre ha registrato flessioni rilevanti del prezzo della commodity in tutte le principali aree geografiche (Henry Hub, il riferimento USA, -34%, PSV Italia -51%, TTF spot Europa -52%).

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 2020 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo adjusted) ha registrato una contrazione di €3,6 miliardi rispetto al primo semestre 2019 imputabile alla rilevante flessione dei prezzi degli idrocarburi equity. 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).

In termini di rischio 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 Company 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 valutazioni 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 quattro mesi dallo scoppio della pandemia COVID-19 e delle conseguenti disruptions di mercato, esaminati i possibili impatti di lungo termine di tali eventi sullo scenario macroeconomico ed energetico e le incertezze e i rischi relativi ai tempi e alle modalità della ripresa, il management ha valutato di modificare la propria view di mercato in risposta ad alcuni trend emergenti.

In particolare, il management ha considerato i rischi che le misure di lockdown delle economie in risposta al COVID-19 possano avere effetti strutturali sulla produzione industriale, sul commercio internazionale e sugli spostamenti delle persone, determinando un periodo prolungato di domanda energetica più debole rispetto ai trend pre-pandemia, compresa la diffusione di nuovi modelli di consumo che potrebbero comportare fenomeni di "demand destruction". Inoltre, i massicci interventi a sostegno dell'attività economica messi in campo dai governi in particolare in Europa presentano una forte connotazione ambientale e di sostegno della green economy con il potenziale di accelerare il percorso di transizione energetica e di sostituzione degli idrocarburi nel mix di consumo.

Sulla base di queste considerazioni, il management ha deciso una revisione in riduzione dello scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse dell'Eni. Il nuovo scenario adottato dall'Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023 rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 48 e 55 \$/barile (in precedenza 55 e 70 \$/barile). Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU.

Oltre alla revisione dello scenario, il management ha modificato i piani industriali per il 2020 e il 2021 varando una rifasatura degli investimenti di sviluppo, concentrata nel settore E&P, riducendo lo spending rispettivamente di €2,6 miliardi e €2,4 miliardi rispetto al budget originario (circa -35% e -30%), con l'obiettivo di tutelare la posizione finanziaria e patrimoniale dell'Azienda in un momento di rilevante

contrazione dei prezzi delle commodity e dei cash flow. Sulla base della revisione dello scenario e della modifica dei piani d'investimento a breve-medio termine, il management ha rilevato svalutazioni delle attività non-correnti del Gruppo pari a circa €2,75 miliardi riferite per €1,7 miliardi alle proprietà oil&gas. Con riferimento alle svalutazioni vedi anche quanto indicato nelle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato, a cui si rinvia.

Al 31 dicembre 2019 i volumi di riserve certe dell'Eni erano di 7,27 miliardi di boe e il NPV a criteri US SEC era di €51 miliardi, entrambi determinati sulla base di un prezzo di riferimento del Brent di 63 \$/barile quale parametro di valutazione dell'economicità delle riserve e di valutazione dei flussi di cassa futuri associati alla loro vendita. Considerato il deterioramento dello scenario petrolifero registrato nel primo semestre 2020, qualora i prezzi di riferimento a fine 2020 dovessero risultare in linea con i valori correnti, Eni si troverebbe nelle condizioni di dover registrare significative revisioni negative di riserve poiché non più economiche in un tale tipo di scenario, nonché una significativa riduzione del loro valore attuale netto.

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. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale. 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 è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai pozzi di produzione; (iii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi geopolitici; e (v) 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.

Considerata la volatilità del prezzo del petrolio e l'esposizione di Eni al rischio commodity, il management conferma un approccio prudentiale nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e un focus costante sull'efficienza/efficacia delle operazioni. Il programma d'investimenti per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi mantiene 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 2020, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto positivo sulle produzioni di circa 22 mila boe/giorno rispetto allo stesso periodo del 2019.

I risultati del settore Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche 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. Negli anni recenti le performance dei due business, nello specifico le raffinerie Eni a carica tradizionale e le linee di business della chimica di prodotti commodity (come il polietilene), sono state negativamente influenzate da fattori di debolezza strutturale delle rispettive industrie caratterizzate da overcapacity e pressione competitiva da parte dei produttori del Medio Oriente e USA che sono avvantaggiati rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive (in termini di prossimità o di prezzo come nel caso di 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. In tale ambito, la crisi economica quale conseguenza del COVID-19 ha causato il crollo della domanda di carburanti per autotrazione ed avio e dei prodotti chimici legati a settori quali l'automotive che sono stati pesantemente influenzati dalla recessione. Nel business raffinazione, il calo della domanda ha determinato la contrazione degli spread dei prodotti guida rispetto alla carica (sintetizzati dall'andamento del margine indicatore SERM); inoltre i tagli produttivi implementati dall'OPEC+ hanno avuto l'effetto di ridurre l'offerta di greggi ATZ cosiddetti "sour" che sono l'input principale dei sistemi di conversione e che in condizioni normali di mercato quotano a sconto rispetto al marker Brent. Le dislocazioni di mercato sono state così ampie da generare quotazioni dei greggi ATZ a premio del Brent, riducendo in maniera sostanziale il vantaggio della conversione. Sulla base di questi trend, il management ha rivisto i valori d'uso delle raffinerie Italia rilevando svalutazioni di circa €1 miliardo, che scontano anche le assunzioni relative alle

assegnazioni future di allowance per la copertura degli oneri connessi alle emissioni di CO₂. Il business Chimica, pur penalizzato dall'evoluzione del quadro economico generale, ha beneficiato di alcuni robusti trend di consumo legati alla "stay-at-home economy" quali la forte richiesta di packaging alimentare e per beni di consumo e di materiale per l'emergenza sanitaria quali le single use plastics; questi trend hanno sostenuto il margine del cracker e quello del polietilene, anche in funzione di un certo allentamento della pressione competitiva, mentre in netto peggioramento gli elastomeri. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questi business rimarrà sfidante a causa delle incertezze e dei rischi relativi alla ripresa economica.

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 emergenti dei biocarburanti, della mobilità sostenibile e della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2019 circa l'81% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale, Sud-Est asiatico e America Centro-Meridionale. 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, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi di Stato che sono partner di Eni nei progetti industriali, 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.

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

L'outlook finanziario di molti dei paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento nel corso del primo semestre 2020 a causa della contrazione delle entrate petrolifere connessa agli effetti della crisi dovuta al COVID-19, riducendo il grado di solvibilità di alcune compagnie petrolifere di stato partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve. In risposta a tali sviluppi, il management ha aggiornato le stime di perdite attese sui crediti commerciali e sui crediti per chiamate fondi rivedendo sia le probabilità di default delle controparti sia le percentuali di perdita ipotizzando in particolare l'allungamento dei tempi di riscossione dei crediti (effetto time value). Al riguardo vedi anche quanto indicato nelle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato, a cui si rinvia.

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

Il Venezuela è in una condizione di stress finanziario dovuta, tra l'altro, agli effetti del COVID-19 sulle entrate petrolifere, acuiti dalle sanzioni statunitensi che hanno limitato l'accesso del Paese ai mercati finanziari e hanno imposto restrizioni nei confronti della società petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA"). Le misure restrittive citate e la mancanza di risorse finanziarie hanno ridotto in misura significativa la capacità del Paese di investire nei progetti petroliferi con la conseguente caduta dei livelli produttivi.

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". L'esposizione Eni nelle due iniziative petrolifere ammonta a circa \$1,24 miliardi, compresi i crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla. Nonostante il difficile outlook finanziario del Paese, nel corso del primo semestre 2020 sono proseguiti i recuperi di crediti,

attraverso meccanismi di compensazione coerentemente con le assunzioni del management ai fini della stima dell'expected loss dei crediti commerciali venezuelani su cui si basa la valutazione di recuperabilità del capitale investito da Eni nel progetto.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario che si riflette nelle difficoltà della compagnia petrolifera di Stato NNPC e di altri operatori locali nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti di sviluppo operati di Eni. Tali difficoltà risultano aggravate dal complessivo peggioramento del contesto economico di riferimento sebbene i meccanismi di securization in essere supportino il processo di recupero delle esposizioni creditizie. In particolare, per quanto riguarda i crediti pregressi oggetto di ristrutturazione, il piano di rientro concordato con NNPC mediante pagamenti in natura, cioè a valere sulla quota di profit oil di NNPC in progetti minerari incrementali a contenuto rischio minerario operati da Eni, sta procedendo in linea con le aspettative del management. Un analogo meccanismo è stato concordato con un partner privato locale sia per il recupero di crediti scaduti sia per il finanziamento della quota di capex del partner nelle attività di sviluppo pianificate, anche quest'ultimo sta procedendo secondo le aspettative.

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.

Per quanto riguarda l'Egitto, l'esposizione Eni verso il Paese è destinata a rimanere significativa nell'arco del prossimo quadriennio in relazione ai rilevanti volumi di gas equity forniti alle compagnie petrolifere di Stato, derivanti dal giacimento supergiant di Zohr, il cui ramp-up è terminato nel 2019, e dallo sviluppo di altri importanti progetti. Il grado di solvibilità di tali controparti, pur migliorato, rimane a rischio elevato. La performance dell'economia egiziana resta la fonte di maggiore incertezza per la stabilità del quadro politico-istituzionale del Paese nel breve-medio periodo. Eni continuerà pertanto a monitorare con attenzione il rischio controparte dell'Egitto considerato il livello di esposizione.

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale, noto come "Primavera Araba", che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2011 e nel cambio del regime di allora, a seguito dei quali Eni fu costretta a interrompere per quasi un anno le attività petrolifere nel Paese con ricadute materiali sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2011 ha fatto seguito un lungo periodo di conflitto civile e un quadro socio-politico frammentato e instabile a causa del fallimento del processo di pacificazione interno, che ha comportato per Eni frequenti rischi per la sicurezza delle persone e degli asset e per la continuità delle attività con conseguenti numerose perdite temporanee di produzione. Da aprile 2019 il riacutizzarsi delle tensioni interne è sfociato nella ripresa della guerra civile con scontri armati nell'area di Tripoli. Il quadro corrente si presenta incerto e volatile anche a causa del fallimento dei tentativi della comunità internazionale di arrivare a una tregua nelle ostilità tra le fazioni contrapposte. Eni ha rimpatriato tutto il personale di stanza in Libia per motivi precauzionali e ha rafforzato le misure di sicurezza presso gli impianti. Il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile, anche alla luce dei più recenti accadimenti che hanno determinato il blocco dei terminali di esportazione della Cirenaica e la fermata di buona parte della produzione di petrolio del Paese con ricadute sull'operatività del giacimento Eni di Elephant e di Bu Attifel. Tuttavia, nonostante tale shut-down e il difficile contesto operativo, nel corso del primo semestre 2020 le attività petrolifere Eni hanno marciato in misura sostanzialmente regolare, in particolare presso i giacimenti giant a gas di Wafa e Bahr Essalam. Al 30 giugno 2020, la Libia rappresenta circa il 9,5% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi a partire nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come quelle causate da conflitti interni, attentati, atti di guerra, tensioni sociali e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2020-2023 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 66 Paesi dove ha

investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

RISCHIO CLIMATE CHANGE

Le aziende del settore energetico e in particolare quelle che operano anche nella filiera dei combustibili fossili sono chiamate a valutare e gestire i rischi connessi al cambiamento climatico rispetto ai quali si rileva una crescente sensibilità dell'opinione pubblica, della comunità finanziaria e dei Governi di tutto il mondo.

Nel dicembre 2015, in occasione della COP21, 195 Paesi di tutto il mondo hanno adottato l'Accordo di Parigi che definisce un piano d'azione globale contro i cambiamenti climatici con l'obiettivo di mantenere l'aumento medio della temperatura terrestre a fine secolo ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali.

Nel 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha indicato nel limite di 1,5 °C il tetto massimo di innalzamento della temperatura del globo al fine di evitare conseguenze irreversibili sugli ecosistemi e sulla diversità biologica, richiedendo un'accelerazione nei tempi e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi.

La crisi economica conseguente all'emergenza sanitaria della pandemia COVID-19 potrebbe accelerare la spinta verso un'economia maggiormente sostenibile dal punto di vista climatico e ambientale riducendo la dipendenza dal consumo di idrocarburi; questo perché i massici interventi degli stati a sostegno della ripresa economica sono connotati soprattutto in Europa, da una forte componente "green" e di sostenibilità. In questo contesto, i rischi connessi al cambiamento climatico sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando i cinque driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, relativi sia ad aspetti connessi alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia ad aspetti fisici (fenomeni meteoclimatici estremi/cronici), con un orizzonte di breve, medio e lungo termine.

Per quanto riguarda il **driver normativo**, l'adozione di strumenti su vasta scala potrebbe comportare un aumento dei costi e un rischio di asimmetrie che potrebbero creare penalizzazioni in determinate regioni rispetto ad altre. In particolare, un numero crescente di Governi sta annunciando la revisione degli obiettivi al 2030 e nuovi obiettivi di zero-net emission di lungo termine, dimostrando la volontà di supportare soluzioni energetiche a basso contenuto di carbonio. In particolare, in attuazione del nuovo Green Deal approvato a gennaio 2020 l'Unione Europea si è data l'obiettivo di presentare la nuova "legge europea sul clima" che mira al raggiungimento della neutralità carbonica al 2050. Tale provvedimento potrebbe comportare anche l'aggiornamento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni per il 2030, portandolo dall'attuale 40% ad almeno il 50%-55% rispetto ai livelli del 1990. A tal proposito, entro giugno 2021 verranno riviste tutte misure legislative rilevanti in materia di emission trading scheme, rinnovabili, efficienza energetica e fiscalità energetica.

Negli strumenti normativi rientrano anche i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/zone di libero scambio², considerati una soluzione efficace dal punto di vista economico ai fini del contenimento delle emissioni di CO₂ minimizzando il costo per la collettività. Attualmente circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme (ETS) europeo che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nell'open market, una volta superato il limite dell'assegnazione gratuita di quote stabilita su base regolatoria. In alcuni ambiti operativi il Gruppo è soggetto a veri e propri meccanismi di carbon tax (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la Compagnia prevede di ottenere dal miglioramento dell'efficienza operativa dei propri asset industriali, dai progetti di azzeramento del flaring gas da processo e dal piano di riduzione delle emissioni fuggitive di metano, in linea con i target di riduzione delle emissioni comunicati al mercato. Ulteriori benefici deriveranno dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel Piano di medio-lungo termine Eni, che ha l'obiettivo di costruire un portafoglio di business più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni.

Le evoluzioni normative in materia di biocarburanti, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che entrerà in vigore dal 2021), definirà i feedstock che potranno essere utilizzati per la produzione, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare e quelli in grado di garantire livelli di saving di GHG sempre più elevati rispetto al combustibile fossile di riferimento.

² Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale, già implementati o in fase di implementazione, coprono circa il 20% delle emissioni mondiali di GHG.

Attualmente il business R&M ha convertito un terzo delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie, in grado di produrre fuel di qualità a partire da feedstock rinnovabili, con la flessibilità di lavorare quantitativi crescenti di cariche advanced e "double counting" non in competizione con la filiera alimentare e a minori emissioni lungo tutta la supply chain. Inoltre Eni a partire dal 2023 prevede il phase out dall'utilizzo dell'olio di palma come feedstock delle sue bioraffinerie. Analoghe considerazioni sull'attenzione alla sostenibilità dei feedstock valgono per il business della Chimica, che sta attuando un piano di conversione di una parte dei propri siti per la produzione di materie plastiche e specialties a partire da materiali di origine vegetale.

Il **driver reputazionale** del rischio climate change è legato alla percezione, da parte delle istituzioni e della comunità civile, che le società Oil & Gas siano tra i principali responsabili del cambiamento climatico a causa delle emissioni dirette e indirette dovute alla produzione e all'utilizzo dei prodotti petroliferi. Numerose istituzioni finanziarie hanno annunciato di ridurre progressivamente l'erogazione di fondi per il finanziamento di progetti petroliferi e alcuni fondi d'investimento hanno annunciato l'intenzione di disinvestire dalle società upstream. Qualora tale trend si consolidasse, Eni potrebbe trovare difficoltà nell'accedere al mercato dei capitali e del credito. Inoltre alcuni Governi e regolatori hanno avviato azioni legali nei confronti delle compagnie petrolifere, tra cui Eni, reclamando la loro responsabilità per gli effetti e i costi connessi al climate change. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente su questi temi che rappresentano parte integrante della propria strategia. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità promuovendo iniziative sui temi di governance, campagne mirate di comunicazione, partnership internazionali, dialogo con gli investitori.

Per quanto riguarda i **driver scenario di mercato e tecnologico**, su un orizzonte temporale di medio-lungo termine è prevedibile che il mix energetico cambi a favore di fonti low carbon e che la domanda di idrocarburi sia influenzata negativamente dall'adozione di politiche ambientali sempre più severe (comprese nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream) e da breakthrough tecnologici quali quelli nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili o nell'efficienza dei veicoli elettrici (EV – electric vehicles) con conseguenze rilevanti sulle performance del settore Oil & Gas che si troverebbe ad operare in un mercato più competitivo e in contrazione.

I **driver fisici** sono relativi a eventi atmosferici estremi e catastrofici, quali uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata, da parte della comunità scientifica, al fenomeno di surriscaldamento globale. In funzione della localizzazione geografica, eventi metereologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. L'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di rischio. Relativamente ai fenomeni più graduati, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

La strategia di evoluzione disegnata da Eni nel medio-lungo termine per cogliere le opportunità offerte dalla transizione energetica contribuisce a mitigare i rischi connessi al climate change, perché avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo. In questa prospettiva si inserisce la revisione dell'assetto organizzativo di Eni che, a partire dal 1° luglio, prevede due direzioni generali, la Natural Resources e la Energy Evolution. In particolare, alla direzione Natural Resources compete la valorizzazione sostenibile del portafoglio upstream oil&gas, l'efficienza energetica e le iniziative per la riduzione e cattura delle emissioni di CO₂, mentre alla direzione Energy Evolution, l'evoluzione del business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green.

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttive potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e guidare la sua evoluzione verso uno scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi e il rischio di riserve "stranded", nonché consentirà di cogliere le opportunità connesse alla prevedibile crescita del gas naturale e delle rinnovabili.

Per la descrizione degli stress test a differenti scenari di decarbonizzazione valutati dal management si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2019.

RISCHIO SANZIONI

Non si segnalano sviluppi significativi rispetto a quanto rappresentato nella Relazione Finanziaria Annuale 2019, alla quale si fa rinvio.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e lunghi tempi di "pay-back" 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 il rischio di esito negativo dell'attività esplorativa a seguito della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi privi dei requisiti di commercialità, mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sotto performance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. Lo sviluppo delle riserve d'idrocarburi è esposto al rischio di cost overrun in funzione della complessità dei progetti dovuta a difficoltà tecniche non previste, rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractor, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning con ricadute negative sui ritorni. 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 riserve. 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. Si tratta di rischi di incidenti di vario tipo, quali sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, blow-out, collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi che potrebbero assumere entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze ancora, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario con 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 Eni (circa il 60% nel 2019, analoghe dimensioni nel primo semestre 2020) ed in particolare nell'offshore profondo e ultra profondo a causa della maggiore complessità delle operazioni e della delicatezza 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.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti e il differimento temporale dei cash flow positivi. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta in genere anni di attività: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione o altri eventi similari possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. La complessità dell'ambiente circostante è un altro fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni metereologiche, temperature, offshore profondo e ultra profondo, tutela dell'ecosistema, presenza di ghiacci, ecc.). Nell'ambito delle problematiche di mercato ed operative legate alla pandemia COVID-19, non sono state registrate significative interruzioni nella catena di fornitura di beni e servizi relativi ai progetti di sviluppo in corso.

Considerato il lungo intervallo temporale che intercorre tra la fase di scoperta e l'avvio della nuova produzione, i rendimenti dei progetti sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID) e al rischio di aumento dei costi di sviluppo. L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni

strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative, ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la realizzazione per fasi, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate). Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare il rischio di blow-out dei pozzi, presidiando in modo rigoroso le analisi delle caratteristiche geologiche dei giacimenti, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi a rischio, operati e non operati, a elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blow-out, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure di controllo e monitoraggio, inclusi la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione. Il rischio blow-out dei pozzi è anche in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operate e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare Eni prevede un'incidenza massima del 19% di pozzi complessi caratterizzati da un maggiore rischio relativo sul totale di quelli in programma previsti a piano. La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi.

Incertezze nelle stime delle riserve Oil & Gas

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

- la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione;
- le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo;
- modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali;
- l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti Eni successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso;
- le variazioni dei prezzi di 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 in Italia e all'estero, nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto di carburanti, gas, GNL e prodotti chimici sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche degli idrocarburi (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. 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, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale 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 componente economica negativa nell'esercizio corrente e in quelli futuri. 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 che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche ed 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.

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o che derivi da incidenti, sversamenti o perdite di varia natura, debba bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque. Eni è esposta in misura rilevante a tali rischi presso tutte le localizzazioni dove svolge le proprie attività industriali per la rischiosità intrinseca nel produrre, trattare e movimentare gli idrocarburi e i loro derivati. Ad esempio, nel recente passato Eni ha dovuto interrompere, sebbene per periodi contenuti, le attività petrolifere presso importanti asset (il Centro Olio Val d'Agri in Basilicata e la piattaforma Goliat nel Mare di Barents norvegese) a causa di rischi ambientali e di tutela della salute delle comunità interessate dall'attività del Gruppo, con ricadute sui profitti, la reputazione e i costi associati ai remediation plan.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni ambientali in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, Eni è parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

Nel primo semestre non si segnalano sviluppi significativi nel quadro regolatorio ambientale, per il quale si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2019.

Al fine di mitigare il rischio di diffusione in azienda del virus COVID-19 Eni, attraverso la sua Unità di crisi coordinata dalla Direzione HSEQ, in stretto contatto con il Dipartimento di Protezione Civile e i principali istituti sanitari, ha individuato, con approccio omogeneo in tutti i suoi business, le modalità per proteggere la salute dei dipendenti e garantire la continuità delle attività e dell'operatività dei siti. Le principali misure e i risultati hanno riguardato:

- impiego estensivo di smart working (il 95% del personale negli uffici e il 50% della forza lavoro giornaliera nei siti operativi) reso possibile dal continuo investimento di Eni in infrastrutture tecnologiche e dalla già avviata sperimentazione del progetto dello smart working fin dal 2017;
- implementazione dei protocolli di prevenzione definiti presso i siti industriali e per il personale sanitario;

- sotto il profilo sanitario, attuazione della sorveglianza dei casi positivi di dipendenti e contrattisti e delle persone in quarantena;
- monitoraggio costante, in collaborazione con le autorità governative dei Paesi ospitanti, del personale delle consociate estere con presa in carico di tutte le precauzioni appropriate per il personale Eni e familiari;
- attivazione di servizi di supporto psicologico per i dipendenti;
- aggiornamento continuo verso tutti i dipendenti tramite la Homepage di MyEni, locandine, specifici messaggi di posta elettronica, il Blog e i video messaggi dell'AD;
- messa a disposizione, in forma volontaria e gratuita, per ora nella regione Lombardia, del test sierologico per i dipendenti.

Eni ha anche mobilitato tutte le risorse disponibili con l'obiettivo di vincere la sfida attraverso numerose attività sanitarie e sociali a supporto della Comunità Italia (Regioni, Dipartimento Protezione Civile, ASL e ospedali) con investimenti di circa €35 milioni. Ha inoltre messo a disposizione della ricerca sul Coronavirus le infrastrutture di supercalcolo e le competenze di modellazione molecolare, offrendo il contributo di strumenti e risorse di eccellenza nella lotta all'emergenza globale. Eni ha finanziato anche campagne di informazione pubblica sul ruolo del medico di famiglia e sui servizi agli anziani e, grazie ai suoi dipendenti, ha raccolto e devoluto oltre €600.000 alla Croce Rossa Italiana per fronteggiare l'emergenza.

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 l'attività di coltivazione degli idrocarburi sia sulla terraferma sia nel mare è condotta in regime di concessione. Le concessioni di coltivazione sono rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) previa intesa, per quelle sulla terraferma, con la Regione territorialmente interessata. La durata delle concessioni è di venti anni; l'ordinamento riconosce al concessionario il diritto ad una proroga di dieci anni e a proroghe successive di cinque anni ciascuna al fine di completare lo sfruttamento del giacimento, a condizione che il concessionario abbia adempiuto alle obbligazioni relative al programma lavori concordato con il decreto iniziale. Nel caso di ritardi nel conferimento della proroga, la legge prevede che il concessionario possa continuare a esercitare l'attività di coltivazione degli idrocarburi sulla base del decreto originario la cui scadenza è automaticamente prorogata fino al completamento dell'iter amministrativo succitato.

Tale disciplina generale deve essere coordinata con le disposizioni del Decreto Legge n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, con il quale, in sede di conversione ad opera della Legge n.12 del febbraio 2019, è diventata efficace una normativa relativa al settore minerario che prevede l'approvazione entro ventiquattro mesi dall'entrata in vigore della Legge (quindi entro febbraio 2021) di un "piano nazionale per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee" (PiTESAI). 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 sul territorio nazionale, incluso il mare. Fino all'emanazione di tale piano è sospeso il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca degli idrocarburi così come è sospesa l'efficacia di quelli conferiti con la conseguente interruzione delle relative attività. Mantengono invece la loro efficacia le concessioni di coltivazioni in essere, così come possono essere prorogate le concessioni già scadute o che scadranno fino all'emanazione del piano predetto; non possono invece essere richieste nuove concessioni di coltivazione. Nel caso in cui il piano non sia approvato entro la data prevista, ovvero nelle aree dichiarate idonee a seguito dell'adozione del piano, cessano le sospensioni dei permessi di prospezione e di ricerca e possono essere richiesti ed ottenuti nuovi titoli minerari (di esplorazione/sviluppo). Nelle aree dichiarate non idonee a seguito dell'adozione del piano sono rigettate le istanze in corso alla data di entrata in vigore della legge per il conferimento di nuovi permessi di ricerca e di nuove concessioni di coltivazione, mentre sono revocati in via definitiva i permessi di prospezione e ricerca in essere (temporaneamente congelati). Continuano invece fino alla scadenza, senza però la possibilità di essere ulteriormente prorogate, le concessioni di coltivazioni in essere alla data di approvazione del piano anche in regime di proroga. 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. Inoltre altre 41 concessioni di coltivazione sono attualmente in regime di "prorogatio".

Secondo le previsioni della citata normativa italiana sulle aree idonee, le stesse sono identificate "sulla base di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, morfologiche con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni e per quanto riguarda le aree marine devono essere principalmente considerati i possibili effetti sull'ecosistema, l'analisi delle rotte marine, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste". Tali criteri non sono sufficientemente definiti per consentire prima dell'emanazione del Piano un'oggettiva determinazione di quelle che saranno le aree idonee e non idonee. Pertanto non sono oggettivamente determinabili gli effetti che si determineranno 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 materiali.

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

La recessione economica conseguente all'emergenza sanitaria COVID-19 ha accentuato la debolezza del mercato europeo del gas, caratterizzato da una situazione di oversupply strutturale dovuto in particolare all'abbondanza di GNL che favorisce la liquidità e l'interconnessione degli ambiti regionali. La domanda europea ha registrato nel primo semestre 2020 una flessione di oltre il 10%, penalizzata oltre che dalla recessione, dalla crescente competizione da parte delle energie alternative. In tale scenario i prezzi del gas, come già commentato, hanno registrato pesanti flessioni. Il settore Gas & Power ha registrato un netto calo dell'EBIT nel business della commercializzazioni di GNL a causa dell'effetto combinato della contrazione della domanda in Asia dovuta alla recessione economica e dall'eccesso di produzione, comportando la rilevante flessione dei margini. L'outlook del business GNL rimane non privo di rischi ed incertezze; i fattori che potrebbero favorire una ripresa sono l'accelerazione dell'attività economica, un certo rallentamento registrato nelle FID di nuovi progetti GNL, nonché la minore produzione di gas associato USA, uno dei driver dell'eccesso d'offerta, in funzione del taglio degli investimenti da parte delle shale oil companies USA. L'andamento negativo del business GNL è stato attenuato dalla migliore tenuta del business wholesale gas che ha beneficiato della volatilità degli spread tra i diversi mercati spot continentali facendo leva sulle flessibilità del portafoglio (contratti gas long-term, accesso alle capacità di trasporto e stoccaggio, disponibilità di impianti power a gas). I risultati del settore Gas & Power sono esposti ai rischi di un contesto competitivo sfidante dovuto all'oversupply, alla concorrenza da parte delle energie rinnovabili, la cui quota di mercato è in continua espansione, alla possibile apertura di nuove rotte d'importazione (ad es. il gasdotto TAP) e alla continua crescita dei flussi mondiali di GNL che alimentano la liquidità dei mercati spot europei del gas. Il portafoglio di approvvigionamento di gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore sia al rischio prezzo, nel caso in cui le formule di acquisto non siano allineate con i prezzi prevalenti nei mercati spot continentali, sia al rischio volume nel caso di saturazione del mercato per effetto della clausola di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Nel prossimo quadriennio 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.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

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.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica in Italia

Non sono stati registrati sviluppi significativi in tale materia per la quale si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2019.

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; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione dell'esito del contenzioso sulla cui base è stato stimato l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period o come solo possibile la soccombenza ovvero come inattendibile l'ammontare dell'obbligazione; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) 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. Al riguardo vedi anche quanto indicato nelle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato, a cui si rinvia.

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, alimentati dall'incremento dell'utilizzo dei social network.

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.

Eni adotta un approccio risk-based al fine di definire misure di sicurezza di natura reattiva e preventiva volte a incrementare la proattività e la resilienza aziendale rispetto al rischio di cyber security.

Evoluzione prevedibile della gestione

Si assume, in linea con i segnali positivi registrati a giugno/luglio, la graduale ripresa dei consumi globali di olio, gas ed energia elettrica, in particolare nei mercati di presenza, a partire dal secondo semestre dell'anno. Atteso un rimbalzo della domanda energetica nel 2021.

Valutati i possibili effetti strutturali della pandemia COVID-19 sulla domanda di idrocarburi, Eni ha rivisto le assunzioni di prezzo degli idrocarburi a lungo termine, riducendo la previsione relativa al petrolio di riferimento Brent a 60 \$/barile in termini reali 2023 rispetto ai precedenti 70 \$/barile (2021 e 2022 rispettivamente 48 e 55 \$/barile vs. precedenti 55 e 70 \$/barile). La previsione del prezzo del gas al PSV Italia è stata ridotta nel lungo termine del 30%. I margini di raffinazione sono stati rivisti in riduzione a breve termine.

Eni ha prontamente rivisto i piani industriali per adattare il business allo scenario di crisi dovuto alla pandemia COVID-19, mettendo in campo un insieme di azioni e di iniziative finalizzate a rafforzare la liquidità e la struttura patrimoniale, difendere la redditività e aumentare la resilienza allo scenario senza pregiudicare la capacità dell'azienda di tornare a crescere non appena le condizioni macro lo consentiranno, accelerando al tempo stesso l'evoluzione del business in chiave low carbon.

Data l'elevata volatilità dello scenario e la discontinuità in atto nelle economie mondiali, viene fornita per il 2020 un'analisi di sensitività del flusso di cassa adjusted a variazioni dei prezzi delle commodity.

La revisione dei piani e delle strategie aziendali a breve/medio termine prevede:

- **Riduzione dei capex 2020 di circa €2,6 miliardi**, pari a circa il 35% del budget originario; nuova guidance per l'anno pari a €5,2 miliardi. Per il 2021 programmati ulteriori €2,4 miliardi di tagli, pari al 30% di quanto originariamente previsto per lo stesso anno a piano. **Manovra capex concentrata quasi interamente nell'upstream**.
- **Produzione 2020 attesa a 1,71-1,76 mboe/g compresi i tagli OPEC+**, in linea con quanto precedentemente comunicato, sulla base dei tagli capex in risposta alla crisi del COVID-19, riduzione domanda gas mondiale (anch'essa in parte collegata alla pandemia) ed estensione della forza maggiore in Libia per tutto il 2020.
- Implementazione di un **programma di ottimizzazione costi** con risparmi attesi nel 2020 di **circa €1,4 miliardi**; analogo ammontare previsto per il 2021.
- Allo scenario 2020 di 40 \$/barile previsto un **flusso di cassa ante variazioni del working capital adjusted** di €6,5 miliardi, in grado di finanziare i capex previsti per il 2020. Rispetto alla stima iniziale di €11,5 miliardi allo scenario di 60 \$/barile, la flessione dei prezzi degli idrocarburi incide per circa -€4,5 miliardi e gli impatti del COVID-19 per circa -€1,7 miliardi, attenuati dai cost saving e performance per €1,2 miliardi.
- **Analisi di sensitività**: stimata una variazione del flusso di cassa di circa €170 milioni per 1 \$/barile di variazione del prezzo del petrolio Brent e di proporzionali variazioni dei prezzi del gas, applicabile per scostamenti di 5-10 \$/barile rispetto allo scenario considerato, prima di ulteriori azioni correttive da parte del management ed esclude gli effetti sul flusso di dividendi da partecipazioni.
- **Utile operativo adjusted 2020 mid-downstream** (G&P, R&M con ADNOC pro-forma e Versalis): €0,8 miliardi.
- **Liquidità**: Eni ben posizionata per superare l'attuale downturn del mercato grazie alla **resilienza del portafoglio di asset oil&gas a contenuto break-even ed alla solida situazione patrimoniale**. Al 30 giugno 2020, la Società dispone di una **riserva di liquidità** di circa €17,7 miliardi di cui €6,5 miliardi di attivi di tesoreria, €6 miliardi investiti in attività liquide, €0,5 miliardi di crediti finanziari a breve e €4,7 miliardi di linee di credito committed.

La nuova politica di remunerazione degli azionisti

A fronte del mutato contesto, della sua elevata volatilità e delle azioni messe in atto per fronteggiarne gli effetti, Eni rivede la politica di remunerazione degli azionisti al fine di dare loro la massima visibilità sulla distribuzione di dividendi e piani di buy back futuri.

La nuova politica di remunerazione, valida per prezzi Brent annui uguali o superiori a 45 \$/barile, prevede:

- un dividendo annuo composto da un valore base fissato ora a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 45 \$/barile, ed una componente variabile crescente al crescere del prezzo Brent;
- la riattivazione di un piano di buy back da €400 milioni annui per scenari Brent da 61 a 65 \$/barile e da €800 milioni annui per scenari superiori a 65 \$/barile.

Il valore base del dividendo crescerà in funzione del grado di realizzazione della strategia di crescita del Gruppo e sarà rivalutato ogni anno.

La componente variabile del dividendo è quantificata in funzione della media Brent attesa per ciascun anno ed è calcolata come percentuale crescente, tra il 30% e il 45%, del free cash flow incrementale generato dallo scenario (+€900 milioni ogni +5 \$/barile del Brent) per prezzi Brent superiori ai 45 \$/barile e fino a 60 \$/barile.

Il dividendo base di €0,36 per azione sarà assicurato anche nel 2020 nonostante la previsione ad oggi di un Brent medio annuo di 40 \$/barile, e sarà versato per 1/3 con l'acconto di settembre 2020 e 2/3 con il saldo di maggio 2021.

Dal 2021 il dividendo base sarà pagato 50% come acconto e 50% come saldo, mentre la componente variabile crescente sarà integralmente pagata insieme all'acconto nell'anno in cui si realizzino le condizioni per la sua distribuzione, anche se anticipate rispetto a quanto previsto dallo scenario Eni.

Se applicata allo scenario Brent adottato da Eni, e senza assumere per il momento alcun incremento del valore del dividendo base, la nuova politica di remunerazione comporta per cassa la distribuzione di un dividendo di €0,55, €0,47, €0,56 e €0,70 per azione negli anni dal 2020 al 2023.

Un buy back per valori di €400 e €800 milioni per anno sarà eseguito integralmente in anni con prezzi Brent previsti compresi rispettivamente tra 61 a 65 \$/barile e superiori a 65 \$/barile, rappresentando un ulteriore elemento di crescita progressiva della politica di remunerazione.

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 2020 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle otto 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;
- 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 2020.

Rapporti con parti correlate

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

Bilancio consolidato
semestrale abbreviato
2020

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)	Note	30.06.2020		31.12.2019		
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITA'						
Attività correnti						
Disponibilità liquide ed equivalenti		6.527		5.994		
Attività finanziarie destinate al trading	(5)	6.042		6.760		
Altre attività finanziarie	(14)	570	48	384	60	
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	10.700	760	12.873	704	
Rimanenze	(7)	4.158		4.734		
Attività per imposte sul reddito		233		192		
Altre attività	(8) (20)	3.660	227	3.972	219	
		31.890		34.909		
Attività non correnti						
Immobili, impianti e macchinari	(9)	58.627		62.192		
Diritto di utilizzo beni in leasing	(10)	5.285		5.349		
Attività immateriali	(11)	3.086		3.059		
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(7)	892		1.371		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	7.388		9.035		
Altre partecipazioni	(13)	932		929		
Altre attività finanziarie	(14)	1.237	987	1.174	911	
Attività per imposte anticipate	(19)	4.747		4.360		
Attività per imposte sul reddito		180		173		
Altre attività	(8) (20)	803	119	871	181	
		83.177		88.513		
Attività destinate alla vendita	(21)	18		18		
TOTALE ATTIVITA'		115.085		123.440		
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
Passività finanziarie a breve termine	(16)	3.124	55	2.452	46	
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(16)	1.518		3.156		
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	919	3	889	5	
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	12.525	2.507	15.545	2.663	
Passività per imposte sul reddito		301		456		
Altre passività	(8) (20)	7.217	195	7.146	155	
		25.604		29.644		
Passività non correnti						
Passività finanziarie a lungo termine	(16)	22.746		18.910		
Passività per beni in leasing a lungo termine	(10)	4.723	4	4.759	8	
Fondi per rischi e oneri	(18)	13.738		14.106		
Fondi per benefici ai dipendenti		1.152		1.136		
Passività per imposte differite	(19)	6.018		4.920		
Passività per imposte sul reddito		475		454		
Altre passività	(8) (20)	1.790	23	1.611	23	
		50.642		45.896		
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(21)					
TOTALE PASSIVITA'		76.246		75.540		
PATRIMONIO NETTO						
<i>Interessenze di terzi</i>		72		61		
<i>Patrimonio netto di Eni:</i>						
Capitale sociale		4.005		4.005		
Utili relativi a esercizi precedenti		34.480		37.436		
Riserve per differenze cambio da conversione		7.047		7.209		
Altre riserve		1.151		1.564		
Azioni proprie		(581)		(981)		
Acconto sul dividendo				(1.542)		
Utile (perdita) netto del periodo		(7.335)		148		
Totale patrimonio netto di Eni		38.767		47.839		
TOTALE PATRIMONIO NETTO		38.839		47.900		
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		115.085		123.440		

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	I semestre 2020		I semestre 2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(25)				
Ricavi della gestione caratteristica		22.030	556	36.980	695
Altri ricavi e proventi		460	19	644	7
Total ricavi		22.490		37.624	
COSTI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(26)	(17.186)	(3.329)	(26.791)	(4.554)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(6)	(211)	61	(246)	
Costo lavoro	(26)	(1.542)	(19)	(1.553)	(11)
Altri proventi (oneri) operativi	(20)	(373)	(75)	30	(4)
Ammortamenti	(9) (10) (11)	(3.857)		(3.826)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	(2.749)		(311)	
Radiazioni	(9) (11)	(347)		(178)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(3.775)		4.749	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	(27)	2.153	64	1.420	41
Oneri finanziari	(27)	(2.596)	(10)	(2.029)	(2)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(27)	(7)		78	
Strumenti finanziari derivati	(20)	(76)		(21)	
		(526)		(552)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(13) (28)				
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.404)		52	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		25		94	
		(1.379)		146	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		(5.680)		4.343	
Imposte sul reddito	(29)	(1.652)		(2.823)	
UTILE (PERDITA) DEL PERIODO		(7.332)		1.520	
Di competenza:					
- azionisti Eni		(7.335)		1.516	
- Interessenze di terzi		3		4	
		(7.332)		1.520	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) del periodo di competenza					
degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(30)				
- semplice		(2,05)		0,42	
- diluito		(2,05)		0,42	

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	I semestre 2020	I semestre 2019
Utile (perdita) del periodo		(7.332)	1.520
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(22)	8	8
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(22)	(164)	320
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(22)	(123)	(564)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(22)	46	5
Effetto fiscale	(22)	35	163
		(206)	(76)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(198)	(76)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo		(7.530)	1.444
Di competenza:			
- azionisti Eni		(7.533)	1.440
- Interessenze di terzi		3	4
		(7.530)	1.444

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	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) netto del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2019	(22)	4.005	37.436	7.209	1.564	(981)	(1.542)	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											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI					8				8		8
					8				8		8
Componenti riclassificabili a conto economico											
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 metodo del patrimonio netto					46				46		46
				(162)	(44)				(206)		(206)
Utile (perdita) complessivo del periodo		(162)	(36)					(7.335)	(7.533)	3	(7.530)
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€ 0,43 per azione a saldo dell'acconto 2019 di € 0,43 per azione)							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 interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società consolidate										11	11
			(2.930)		(400)	400	1.542	(148)	(1.536)	8	(1.528)
Altri movimenti di patrimonio netto											
Piano di incentivazione di lungo termine			2						2		2
Altre variazioni			(28)		23				(5)		(5)
			(26)		23				(3)		(3)
Saldi al 30 giugno 2020	(22)	4.005	34.480	7.047	1.151	(581)		(7.335)	38.767	72	38.839

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

Patrimonio Netto											
Note	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) netto del periodo	Totale	Interessene di terzi	Totale patrimonio netto	
(€ milioni)											
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	36.702	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.016	57	51.073	
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)		(4)						(4)		(4)	
Saldi al 1° gennaio 2019	4.005	36.698	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.012	57	51.069	
Utile del primo semestre 2019								1.516	1.516	4	1.520
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Componenti riconosciutibili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			320					320		320	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(401)				(401)		(401)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					5			5		5	
		320	(396)					(76)		(76)	
Utile (perdita) complessivo del periodo		320	(396)				1.516	1.440	4	1.444	
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)					1.513	(2.989)	(1.476)			(1.476)	
Attribuzione del dividendo di altre società									(3)	(3)	
Destinazione utile residuo 2018		1.137					(1.137)				
Rimborso agli azionisti								(1)		(1)	
Acquisto azioni proprie	(52)	52	(52)				(52)			(52)	
	1.085	52	(52)	1.513	(4.126)	(1.528)	(4)	(1.532)			
Altri movimenti di patrimonio netto											
Piano di incentivazione di lungo termine		4						4		4	
Altre variazioni			21					21		21	
	4	21						25		25	
Saldi al 30 giugno 2019	4.005	37.787	6.925	1.349	(633)		1.516	50.949	57	51.006	
Utile (perdita) del secondo semestre 2019							(1.368)	(1.368)	3	(1.365)	
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Componenti non riconosciutibili a conto economico											
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale			(37)					(37)		(37)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti			(7)					(7)		(7)	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI		(3)					(3)		(3)	(3)	
		(47)					(47)		(47)	(47)	
Componenti riconosciutibili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			284					284		284	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale			(81)					(81)		(81)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			(11)					(11)		(11)	
	284	(92)						192		192	
Utile (perdita) complessivo del periodo		284	(139)				(1.368)	(1.223)	3	(1.220)	
Operazioni con azionisti											
Acconto sul dividendo (€0,43 per azione)					(1.542)			(1.542)		(1.542)	
Attribuzione del dividendo di altre società								(1)		(1)	
Acquisto azioni proprie	(348)	348	(348)				(348)			(348)	
	(348)	348	(348)	(1.542)			(1.890)	(1)	(1.891)		
Altri movimenti di patrimonio netto											
Piano di incentivazione di lungo termine		5						5		5	
Altre variazioni		(8)	6					(2)		2	
	(3)	6						3	2	5	
Saldi al 31 dicembre 2019	(22)	4.005	37.436	7.209	1.564	(981)	(1.542)	148	47.839	61	47.900

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	I semestre 2020	I semestre 2019
Utile (perdita) del periodo		(7.332)	1.520
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(9) (10) (11)	3.857	3.826
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	2.749	311
Radiazioni	(9) (11)	347	178
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(13)	1.404	(52)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(4)	(26)
Dividendi	(28)	(72)	(89)
Interessi attivi		(72)	(72)
Interessi passivi		458	521
Imposte sul reddito	(29)	1.652	2.823
Altre variazioni		(78)	(14)
Variazioni del capitale di esercizio:			
- <i>rimanenze</i>		1.061	(102)
- <i>crediti commerciali</i>		2.016	131
- <i>debiti commerciali</i>		(2.605)	(873)
- <i>fondi per rischi e oneri</i>		(399)	(30)
- <i>altre attività e passività</i>		615	340
Flusso di cassa del capitale di esercizio		688	(534)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		26	35
Dividendi incassati		328	1.155
Interessi incassati		33	32
Interessi pagati		(534)	(486)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(1.072)	(2.516)
Flusso di cassa netto da attività operativa		2.378	6.612
<i>- di cui verso parti correlate</i>	(32)	(2.312)	(2.832)
Investimenti:			
- attività materiali	(9)	(2.469)	(4.109)
- attività immateriali	(11)	(99)	(127)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(23)	(109)	
- partecipazioni	(13)	(155)	(51)
- titoli strumentali all'attività operativa		(15)	(8)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(85)	(87)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(370)	(20)
Flusso di cassa degli investimenti		(3.302)	(4.402)
Disinvestimenti:			
- attività materiali		15	26
- partecipazioni		6	12
- titoli strumentali all'attività operativa		12	5
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		65	56
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento			95
Flusso di cassa dei disinvestimenti		98	194
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		463	(122)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(2.741)	(4.330)
<i>- di cui verso parti correlate</i>	(32)	(643)	(1.384)
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(16)	4.292	1.021
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(16)	(2.116)	(1.736)
Rimborso di passività per beni in leasing	(10)	(462)	(397)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(16)	731	52
		2.445	(1.060)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.534)	(1.475)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(3)
Rimborso di capitale ad azionisti terzi			(1)
Acquisto di azioni proprie			(46)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		908	(2.585)
<i>- di cui verso parti correlate</i>	(32)	3	(827)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		1	(1)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(13)	3
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		533	(301)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		5.994	10.855
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		6.527	10.554

NOTE ESPLICATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

1 | Criteri di redazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2020 (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 2020 indicati nella sezione "Principi contabili di recente emanazione" di detta relazione. In particolare, con riferimento alle operazioni verificatesi a partire dal 1° gennaio 2020, Eni ha applicato le modifiche all'IFRS 3 "Definizione di un'attività aziendale" che forniscono chiarimenti in merito alla definizione di business, stabilendo, tra l'altro, la qualificazione dell'operazione come acquisizione di asset quando, attraverso il cd *concentration test*, attivabile in via opzionale e per singola transazione, è verificato che la maggior parte del fair value dell'oggetto acquisito è concentrato in un unico bene o in un insieme di beni simili identificabili.

Coerentemente con le disposizioni dello IAS 34, le note al bilancio sono presentate in forma sintetica; differentemente, 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 2020" 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 2020, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 29 luglio 2020, 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 illustrate, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 | Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2020 non hanno prodotto effetti significativi.

3 | Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento alla relazione finanziaria semestrale le stime contabili e giudizi significativi indicati nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si rinvia, sono stati esaminati per verificare gli eventuali impatti connessi con il COVID-19; di seguito sono forniti gli aggiornamenti delle stime e dei giudizi significativi interessati dagli effetti legati alla diffusione del COVID 19 e dall'attuale contesto di incertezza economica.

In particolare, con riferimento all'impairment delle attività non finanziarie, la Direzione Aziendale ha aggiornato lo scenario prezzi delle commodity energetiche per effetto: (i) della rilevante contrazione della domanda energetica globale dovuta alla recessione economica causata dal COVID-19; (ii) della situazione di oversupply strutturale del mercato degli idrocarburi; (iii) della significativa riduzione dei prezzi di mercato delle commodity verificatasi nel periodo. Lo scenario aggiornato prevede un prezzo del Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023 rispetto all'assunzione precedente di 70 \$/barile. Per gli anni 2020-2022, il prezzo è previsto rispettivamente a 40, 48 e 55 \$/barile (in precedenza 45, 55 e 70 \$/barile). Il prezzo del gas al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU, per gli anni 2020-2022 è previsto rispettivamente a 3,0, 4,6 e 5,2 \$/mmBTU (in precedenza 3,9, 5,1 e 7,3 \$/mmBTU). I margini di raffinazione di lungo termine per l'area mediterranea sono confermati di poco inferiori ai 5 \$/barile.

Con riferimento all'impairment delle attività finanziarie, al fine di riflettere il deterioramento delle condizioni economiche e il prevedibile peggioramento del rischio di credito delle controparti, la Direzione Aziendale ha operato un aggiornamento dei parametri utilizzati per la stima delle expected credit loss. In particolare, le Probability of Default (PD) delle controparti sono state aggiornate, anche sulla base delle informazioni rese disponibili da provider esterni, per tener conto, tra l'altro, di correttivi forward looking volti a considerare i prevedibili effetti della crisi COVID-19. Il parametro di Loss Given Default (LGD), che include nella sua stima l'effetto finanziario del tempo associato al previsto *timing* di recupero, è stato aggiornato riflettendo l'ipotesi di un incremento nei tempi di recupero dello scaduto. Tale assunzione si basa essenzialmente sulla previsione di un differimento temporale delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.), nonché sui prevedibili posticipi nell'incasso di crediti verso NOC in considerazione degli effetti che le attuali quotazioni delle *commodity* energetiche hanno sulla finanza pubblica dei paesi produttori.

Inoltre, le modifiche del quadro economico di riferimento e gli impatti connessi alla revisione dello scenario prezzi, hanno determinato una significativa riduzione delle previsioni dei redditi imponibili futuri con conseguente impatto sulla recuperabilità delle imposte anticipate iscritte.

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.

In data 14 maggio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 37 "Onerous Contracts - Cost of Fulfilling a Contract" (di seguito modifiche allo IAS 37), volte a fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto. Le modifiche allo IAS 37 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

In data 14 maggio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 16 "Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use" (di seguito 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 allo IAS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

In data 14 maggio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 3 "Reference to the Conceptual Framework" (di seguito modifiche all'IFRS 3), per: (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 il fatto che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination. Le modifiche all'IFRS 3 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

In data 14 maggio 2020, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2018-2020 Cycle", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili

internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

In data 28 maggio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 16 "COVID-19-Related Rent Concessions" (di seguito modifiche all'IFRS 16), volte a fornire l'opzione di avvalersi, in presenza di determinati requisiti, di esenzioni temporanee dall'applicazione delle disposizioni in materia di *lease modification* per le eventuali concessioni di prezzo ottenute dai lessee per effetto del COVID-19. Le modifiche all'IFRS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° giugno 2020.

In data 25 giugno 2020, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 17 "Amendments to IFRS 17" e all'IFRS 4 relativi alle attività assicurative, prevedendo, tra l'altro, il differimento dell'entrata in vigore delle disposizioni dell'IFRS 17 al 1° gennaio 2023.

In data 15 luglio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current—Deferral of Effective Date" volte a differire di un anno la data di efficacia delle modifiche allo IAS 1 "Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito modifiche allo IAS 1), emesse dallo IASB il 23 gennaio 2020. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Sono in corso le attività per l'omologazione da parte della Commissione Europea. 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)	30.06.2020	31.12.2019
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.492	1.462
Altri titoli	4.550	5.298
	6.042	6.760

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 2019.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.499 milioni e di livello 2 per €543 milioni. Nel corso del primo semestre 2020 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

6 | Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	30.06.2020	31.12.2019
Crediti commerciali	6.553	8.519
Crediti per attività di disinvestimento	30	30
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	2.521	2.637
Crediti verso altri	1.596	1.687
	10.700	12.873

Il decremento dei crediti commerciali di €1.966 milioni è dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi degli idrocarburi.

Nel corso del primo semestre 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti con scadenza successiva al 30 giugno 2020 di €1.008 milioni (€1.782 milioni nell'esercizio 2019 con scadenza 2020). Le cessioni hanno riguardato crediti essenzialmente commerciali relativi al settore Gas & Power per €282 milioni e al settore Refining & Marketing & Chimica per €726 milioni.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €982 milioni (€1.052 milioni al 31 dicembre 2019) ed è relativa al recupero della quota dei costi d'investimento di competenza dei joint operator in progetti petroliferi operati da Eni. L'esposizione verso la società di Stato NNPC ammonta a €697 milioni (€764 milioni al 31 dicembre 2019) di cui circa l'80% scaduti. Una parte dello scaduto 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 "rigless" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento dello scaduto nei prossimi due-tre anni allo scenario Brent di Eni attuale. L'attuazione di tale piano ha consentito di recuperare in due anni circa il 50% dell'ammontare in default; la parte rimanente a fine periodo è esposta in bilancio al netto dell'attualizzazione. La recuperabilità dell'esposizione residua verso NNPC, in parte scaduta, per attività d'investimento corrente è stata valutata in maniera più conservativa rispetto a quella assunta in bilancio per incorporare gli effetti della crisi del COVID-19 nella capacità di rimborso del partner. L'esposizione verso una società petrolifera nigeriana ammonta a €151 milioni 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.

I crediti verso altri comprendono per €318 milioni (€373 milioni al 31 dicembre 2019) 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 stimato sulla base delle percentuali di perdita sofferte dai creditori in occasione di default sovrani, tenuto conto della specificità del settore Oil&Gas, applicato anche per la valutazione della recuperabilità del valore di carico della partecipazione e del long term interest nell'iniziativa, descritti alla nota n. 14 – Altre attività finanziarie. Ai fini della valutazione di recuperabilità, i rischi legati alla difficile situazione finanziaria del Paese e del relativo contesto operativo sono stati stimati assumendo la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati e dello scaduto applicando la metodologia predetta. Nel semestre le percentuali di incasso del fatturato gas dalla joint venture sono risultate in linea con le

assunzioni di stima; pertanto la valutazione di recuperabilità di tali crediti e di stima della relativa expected loss fatte in occasione del bilancio 2019, sulla cui base è stimato anche il valore recuperabile del net investment nell'iniziativa (partecipazione e crediti finanziari a lungo termine), sono state confermate in occasione della semestrale 2020.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €3.374 milioni (€3.246 milioni al 31 dicembre 2019).

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

(€ milioni)	I semestre 2020	I semestre 2019
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(297)	(292)
Perdite su crediti	(4)	(7)
Utilizzi	90	53
	(211)	(246)

Gli accantonamenti sono riferiti ai settori: (i) Exploration & Production per €162 milioni e riguardano principalmente crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator – società petrolifere di Stato o international oil company – in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) Gas & Power per €117 milioni e riguardano principalmente i crediti verso la clientela retail.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti e power alla clientela retail, business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei joint operator della Exploration & Production (national oil companies o international oil companies) sono state riviste per incorporare gli effetti della crisi economica e finanziaria derivante dall'impatto della pandemia COVID-19 sulla solvibilità futura delle controparti stimando sia una maggiore dilazione nei tempi di recupero degli scaduti rispetto alla situazione precedente, sia un incremento delle probabilità di default. Tali assunzioni sono state basate sull'esperienza, su valutazioni indipendenti del probabile incremento del rischio default delle controparti commerciali nei prossimi dodici mesi a fronte dell'evoluzione attesa dello scenario macroeconomico, nonché di previsioni aggiornate sulle probabilità di accadimento di rischi operativi per gli stati di presenza Exploration & Production per la definizione di nuove PD da applicare alle national oil companies. Sulla base di tali assunzioni è stato stimato un raddoppio delle probabilità di default per tutta la clientela commerciale (sia retail sia business), un incremento del 50% della perdita su crediti applicata al fatturato di periodo verso la clientela retail Gas & Power e un incremento significativo del rischio default per alcune selezionate controparti di Stato. Per tutte le controparti con posizioni scadute è stato incrementato di un anno il tempo di recupero dell'esposizione con effetto sul time value.

Gli utilizzi sono riferiti al settore Exploration & Production per €75 milioni e riguardano per €63 milioni l'utilizzo in contropartita alla derecognition di crediti verso PDVSA per effetto di rimborsi in-kind con incassi netti corrispondenti alla expected loss stanziata nel fondo svalutazione crediti.

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 correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	Rimanenze correnti
Valore lordo al 31.12.2019	5.111
Fondo svalutazione al 31.12.2019	377
Valore netto al 31.12.2019	4.734
Variazioni del periodo	(582)
Altre variazioni	6
Valore netto al 30.06.2020	4.158
Valore lordo al 30.06.2020	4.607
Fondo svalutazione al 30.06.2020	449

Le rimanenze correnti comprendono certificati e diritti di emissione per €20 milioni (€15 milioni al 31 dicembre 2019) valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo si analizzano come segue:

(€ milioni)	Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo
Valore lordo al 31.12.2019	1.380
Fondo svalutazione al 31.12.2019	9
Valore netto al 31.12.2019	1.371
Variazioni del periodo	(480)
Altre variazioni	1
Valore netto al 30.06.2020	892
Valore lordo al 30.06.2020	983
Fondo svalutazione al 30.06.2020	91

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo sono possedute da società italiane per €873 milioni (€1.353 milioni al 31 dicembre 2019) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Il decremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente all'allineamento delle scorte al valore netto di realizzo che è stato penalizzato dall'effetto della discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

8 | Altre attività e passività

(€ milioni)	30.06.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non corrente						
Fair value su strumenti finanziari derivati	2.292	72	2.654	173	2.573	54	2.704	50
Passività da contratti con la clientela			1.568	425			1.669	456
Attività e passività relative ad altre imposte	582	260	2.150	45	766	223	1.411	63
Altre	786	471	845	1.147	633	594	1.362	1.042
	3.660	803	7.217	1.790	3.972	871	7.146	1.611

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

Le altre attività comprendono crediti non correnti per attività di disinvestimento per €11 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019).

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 per €915 milioni (€1.228 milioni al 31 dicembre 2019) in relazione 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; (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 €63 milioni (€64 milioni al 31 dicembre 2019) e alla quota a lungo termine per €424 milioni (€455 milioni al 31 dicembre 2019).

Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €599 milioni (€917 milioni al 31 dicembre 2019).

Le altre passività non correnti comprendono depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €231 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019).

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 31.12.2019	192.815
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019	130.623
Valore netto al 31.12.2019	62.192
Investimenti	2.469
Capitalizzazione ammortamenti	74
Ammortamenti (*)	(3.304)
Svalutazioni nette	(2.688)
Radiazioni	(344)
Differenze di cambio da conversione	98
Altre variazioni	130
Valore netto al 30.06.2020	58.627
Valore lordo al 30.06.2020	194.646
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2020	136.019

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

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €2.010 milioni (€3.621 milioni nel primo semestre 2019).

Le informazioni relative alle svalutazioni nette 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 €192 milioni e, in diminuzione, ad imprese con moneta funzionale sterlina inglese per €76 milioni.

Le altre variazioni comprendono la rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project del settore Exploration & Production di €88 milioni per effetto principalmente della riduzione dei tassi di attualizzazione in relazione alle politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali in risposta alla crisi finanziaria dovuta alla pandemia COVID-19.

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 31.12.2019	46.492	1.563	7.412	55.467
Investimenti	241	1.740		1.981
Capitalizzazione ammortamenti	4	70		74
Ammortamenti (*)	(3.013)			(3.013)
Svalutazioni nette	(1.119)		(535)	(1.654)
Radiazioni		(335)	(8)	(343)
Differenze di cambio da conversione	77	6	19	102
Trasferimenti	1.467	(5)	(1.462)	
Altre variazioni	(23)	(21)	135	91
Valori al 30.06.2020	43.881	1.453	7.371	52.705

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

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato l'avanzamento dell'attività di sviluppo delle riserve principalmente in Egitto, Stati Uniti, Iraq, Messico, Italia e Algeria.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso del semestre sono state rilevate radiazioni per €335 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 Libia, Stati Uniti, Egitto, Oman, Angola, Messico e Libano.

Gli unproved mineral interest, classificati tra le 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 in fase esplorativa/presviluppo e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
Valori al 31.12.2019	253	939	139	162	115	19	535	2.162
Svalutazioni nette	(5)	(139)	(3)	(59)			(26)	(203)
Riclassifica a Proved Mineral Interest								(29)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	1	3	3	2			2	11
Valori al 30.06.2020	249	942		105	115	19	511	1.941

Gli unproved mineral interest comprendono €877 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a Shell che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.189 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 il cui oggetto fu l'acquisizione della licenza da parte di Eni e Shell, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come dettagliatamente descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 24 – Garanzie, impegni e rischi. L'impairment test dell'asset ha confermato la tenuta del valore di libro anche considerando uno stress test che assume possibili ritardi nell'avvio della produzione. Tale verifica si basa sull'assunzione che la licenza esplorativa venga rinnovata o convertita in licenza di sviluppo alla scadenza del titolo attesa nel maggio 2021. Allo stato sono in corso contatti con il Governo della Nigeria su di una possibile risoluzione della materia; in caso contrario Eni agirà vigorosamente per proteggere i propri interessi, attivando tutte le misure previste dai trattati internazionali a tutela degli investimenti.

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 31.12.2019	6.351	
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019	1.002	
Valore netto al 31.12.2019	5.349	5.648
Incrementi	545	545
Decrementi	(462)	
Ammortamenti (*)	(487)	
Svalutazioni	(33)	
Altre variazioni	(89)	(89)
Valore netto al 30.06.2020	5.285	5.642
Valore lordo al 30.06.2020	6.705	
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2020	1.420	

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

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito per €3.788 milioni al settore Exploration & Production 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 (€3.076 milioni), nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component. Negli altri settori il RoU è riferito principalmente all'affitto di immobili, terreni, stazioni di servizio, depositi, time charter e altri asset minori.

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.876 milioni (€1.976 milioni al 31 dicembre 2019) 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 €919 milioni (€889 milioni al 31 dicembre 2019).

11 | Attività immateriali

(€ milioni)	Attività immateriale a vita utile definita	Goodwill	Totale
Valore lordo al 31.12.2019	7.718		
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019	5.924		
Valore netto al 31.12.2019	1.794	1.265	3.059
Investimenti	99		99
Ammortamenti	(140)		(140)
Svalutazioni	(28)		(28)
Radiazioni	(3)		(3)
Variazione dell'area di consolidamento	11	85	96
Altre variazioni	2	1	3
Valore netto al 30.06.2020	1.735	1.351	3.086
Valore lordo al 30.06.2020	7.815		
Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2020	6.080		

Gli investimenti di €99 milioni (€127 milioni nel primo semestre 2019) comprendono la capitalizzazione di costi per l'acquisizione della clientela del settore Gas & Power per €57 milioni (€56 milioni nel primo semestre 2019) e bonus di firma del settore Exploration & Production per €6 milioni (€37 milioni nel primo semestre 2019) per l'ingresso in permessi in Albania, in Oman e per estensione di un permesso in Gabon.

Le radiazioni si riferiscono ad un permesso esplorativo nel Regno Unito.

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

(€ milioni)	30.06.2020	31.12.2019
Diritti esplorativi proved	240	291
Diritti esplorativi unproved	713	709
Altri diritti esplorativi	28	31
	981	1.031

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita per €77 milioni all'acquisizione del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili.

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.451 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 2019 alla quale si rinvia (nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing).

La recessione mondiale conseguente alle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contrastare la diffusione della pandemia COVID-19 ha innescato un crollo di rilevanti proporzioni della domanda globale di petrolio (stimata per il 2020 una contrazione di circa 9 milioni/barili giorno) e degli altri prodotti energetici. Oltre allo shock lato domanda, il prezzo del petrolio è stato penalizzato dall'aggravarsi dell'oversupply a causa della risposta contraddittoria dell'OPEC+ alla crisi del mercato nel corso del mese di marzo. In tale scenario il prezzo del petrolio ha toccato tra fine marzo e inizio aprile, valori minimi storici al di sotto dei 15 \$/barile per poi avviare un recupero fin oltre i 40 \$/barile a fine giugno grazie alla ritrovata coesione del cartello circa un nuovo round di tagli produttivi implementati da maggio e al progressivo allentamento delle misure di lockdown con la ripresa delle attività economiche e degli spostamenti delle persone. Nel primo semestre la media Brent è stata di 40 \$/barile (-40% vs I semestre 2019). Anche il prezzo del gas naturale ha segnato minimi storici con la media del primo semestre a 3 \$/mmBTU per il riferimento spot PSV del mercato Italia (-52%).

Esaminati i possibili impatti di lungo termine della pandemia COVID-19 sullo scenario macroeconomico ed energetico e le incertezze e i rischi relativi ai tempi e alle modalità della ripresa, il management ha valutato di modificare la propria view di mercato in risposta ad alcuni trend emergenti.

Il management ha considerato i rischi che le misure di lockdown delle economie in risposta al COVID-19 possano avere effetti strutturali sulla produzione industriale, il commercio internazionale e gli spostamenti delle persone, determinando un periodo prolungato di domanda energetica più debole rispetto ai trend pre-pandemia, compresa la diffusione di nuovi modelli di consumo che potrebbero comportare fenomeni di "demand destruction". Inoltre, i massicci interventi a sostegno dell'attività economica messi in campo dai governi in particolare in Europa presentano una forte connotazione ambientale e di sostegno della green economy con il potenziale di accelerare il percorso di transizione energetica e di sostituzione degli idrocarburi nel mix di consumo.

Sulla base di queste considerazioni, il management ha deliberato una revisione in riduzione dello scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse dell'Eni. Il nuovo scenario adottato dall'Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023 rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 48 e 55 \$/barile (in

precedenza 55 e 70 \$/barile). Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU.

Oltre alla revisione dello scenario, il management ha modificato i piani industriali per il 2020 e il 2021 varando una rifasatura degli investimenti di sviluppo, concentrata nel settore Exploration & Production, riducendo lo spending rispettivamente di €2,6 miliardi e €2,4 miliardi rispetto al budget originario (-35% e -30%) con l'obiettivo di tutelare la posizione finanziaria e patrimoniale dell'Azienda in un momento di rilevante contrazione dei prezzi delle commodity e dei cash flow.

Per quanto riguarda gli altri settori di business, Refining & Marketing ha risentito negativamente della contrazione dei margini di raffinazione, dell'apprezzamento relativo dei greggi sour verso i medium/light quali il Brent con una significativa penalizzazione della redditività degli impianti di conversione, nonché della contrazione della domanda di carburanti in tutti i segmenti (jet fuel, gasolio e benzina). Versalis ha visto un'importante riduzione della domanda nei segmenti maggiormente esposti alla crisi del COVID-19 quali gli elastomeri per via della contrazione dell'automotive, mentre il margine del cracker e il polietilene sono stati sostenuti sia dalla riduzione del costo della carica petrolifera, sia dalla forte richiesta di single use plastics e packaging in relazione all'incremento della domanda di beni connessi alla "stay-at-home economy".

Considerati gli impairment indicator presenti nel trading environment del primo semestre 2020 e la revisione dello scenario e dei piani industriali, il management ha rieseguito la verifica di recuperabilità del 100% delle CGU in cui è articolata la voce di bilancio "immobili, impianti e macchinari", nonché di tutte le partecipazioni valutate all'equity (per quest'ultime si veda la nota n. 13 - Partecipazioni).

Il tasso di sconto applicato nelle valutazioni di recuperabilità pari al costo medio ponderato del capitale per il Gruppo rettificato per il rischio paese di operatività di ciascuna CGU è stato confermato pari al valore adottato nel bilancio 2019 (7,4% per la media di Gruppo), avendo il management valutato di non incorporare nel tasso la riduzione degli yield sui titoli risk-free in considerazione della volatilità dello scenario.

Sulla base dello scenario rivisto, di assunzioni aggiornate riguardanti i profili produttivi delle riserve in funzione della rifasatura dei capex e l'ottimizzazione degli assetti in risposta al mutato trading environment, il management ha rilevato svalutazioni di asset di €2.749 milioni.

Nel settore Exploration & Production, le svalutazioni di €1.681 milioni determinate dalla revisione dello scenario e dalla indotta revisione degli investimenti, hanno riguardato essenzialmente asset in produzione. Gli ammontari principali sono stati registrati in Italia, USA, Algeria, Congo, Turkmenistan e Libia. Le svalutazioni di ammontare singolarmente rilevante hanno riguardato tre asset per i quali sono stati adottati tassi di sconto post-tax compresi in un range del 6,5-7,5% equivalente a tassi pre-tax compresi in un range del 12,5-14,5%.

Nella raffinazione, le svalutazioni di €994 milioni hanno riguardato principalmente gli impianti di Sannazzaro e Milazzo dove il test di impairment è stato eseguito sulla base di un tasso post-tax del 6,6% equivalente a tassi pre-tax compresi in un range del 7,9-9,3%.

Il valore d'uso degli asset oil&gas allo scenario di lungo termine di 60 \$/barile esprime un headroom consistente rispetto ai valori di libro, che sostiene la recuperabilità dei net assets consolidati pari a €39 miliardi, considerata la presenza dell'impairment indicator rappresentato da una capitalizzazione di borsa inferiore di circa il 20% alla data di chiusura.

13 | Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
Valore al 31.12.2019	9.035
Acquisizioni e sottoscrizioni	150
Valutazione al patrimonio netto	(1.404)
Decremento per dividendi	(221)
Differenze di cambio da conversione	(228)
Altre variazioni	56
Valore al 30.06.2020	7.388

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €72 milioni l'acquisto del 49% di Novis Renewables Holdings Llc, del 50% di Novis Renewables Llc e dei successivi aumenti di capitale di entrambe le società nell'ambito della partnership con Falck Renewables per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti; (ii) per €38 milioni l'aumento di capitale della Lotte Versalis Elastomers Co Ltd impegnata nella produzione di elastomeri in Corea del Sud.

La valutazione al patrimonio netto comprende minusvalenze per €1.430 milioni riferite principalmente a: (i) Vår Energi AS per €750 milioni dovute alla rilevazione di svalutazioni delle CGU della partecipata in relazione alla revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi; (ii) Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) per €328 milioni dovute in particolare alla debolezza dello scenario di raffinazione e alla rilevazione di una significativa perdita da valutazione scorte; (iii) Saipem SpA per €276 milioni dovute alla debolezza dello scenario caratterizzato da forte incertezza a causa della pandemia da COVID-19 e della domanda di petrolio e gas e dei relativi servizi che ha comportato la rilevazione di svalutazioni in particolare nella CGU del Drilling Offshore.

Al 30 giugno 2020 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	31,24
Prezzo delle azioni (€)	2,219
Valore di mercato (€ milioni)	685
Valore di libro (€ milioni)	978

Al 30 giugno 2020 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem per la quota Eni è inferiore del 30% rispetto al valore di libro della partecipazione. In considerazione della volatilità del titolo e dei significativi tagli di spesa implementati dalle oil companies nel breve medio termine in risposta alla crisi del prezzo degli idrocarburi, 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 ha confermato il valore d'iscrizione.

Il valore di libro delle partecipazioni al 30 giugno 2020 include Vår Energi SA per €1.387 milioni, Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) per €2.515 milioni, Angola LNG Ltd per €1.144 milioni e Saipem SpA per €978 milioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	Altre partecipazioni
Valore al 31.12.2019	929
Acquisizioni e sottoscrizioni	5
Valutazione al fair value con effetto ad OCI	8
Altre variazioni	(10)
Valore al 30.06.2020	932

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profitabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.

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

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2020 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2020" che costituisce parte integrante delle presenti note.

14 | Altre attività finanziarie

(€ milioni)	30.06.2020		31.12.2019	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	52	1.179	60	1.119
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	28	80	37	1.179
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	490	570	287	1.179
Titoli strumentali all'attività operativa	58	570	384	55
	570	1.237	384	1.174

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di €383 milioni (€379 milioni al 31 dicembre 2019).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.108 milioni) e Gas & Power (€31 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 €603 milioni (€563 milioni al 31 dicembre 2019). Oltre che sulla base del modello di expected loss tale credito, unitamente al valore di iscrizione della partecipazione, è valutato sulla base della recuperabilità dell'investimento fatto dalla JV per lo sviluppo del giacimento Perla, corrispondente al valore attuale dei flussi di cassa futuri 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. Tale metodologia è stata applicata anche per valutare la recuperabilità dei crediti commerciali scaduti (v. nota n. 6 – Crediti commerciali e altri crediti). Gli incassi registrati nel semestre confermano la valutazione di recuperabilità fatta nel bilancio 2019.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.179 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

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

Il fair value dei titoli ammonta a €59 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)	30.06.2020	31.12.2019
Debiti commerciali	7.943	10.480
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	324	401
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.907	2.276
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.209	1.236
Debiti verso altri	1.142	1.152
	12.525	15.545

Il decremento dei debiti commerciali di €2.537 milioni è dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi degli acquisti di idrocarburi.

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

16 | Passività finanziarie

(€ milioni)	30.06.2020				31.12.2019			
	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	1.867	755	2.820	5.442	187	504	2.341	3.032
Obbligazioni ordinarie		728	19.499	20.227		2.642	16.137	18.779
Obbligazioni convertibili			394	394			393	393
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.004			1.004	1.778			1.778
Altri finanziatori	253	35	33	321	487	10	39	536
	3.124	1.518	22.746	27.388	2.452	3.156	18.910	24.518

Le passività finanziarie aumentano di €2.870 milioni per effetto, essenzialmente, delle nuove assunzioni.

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

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 2020 e al 31 dicembre 2019 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.126 milioni e a €1.243 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.465 milioni e altri prestiti obbligazionari per €3.762 milioni.

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

Società emittente	Importo (€ milioni)	Disagio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)						
						da	a					
Euro Medium Term Notes												
Eni SpA	1.200	38	1.238	EUR	2025		3,750					
Eni SpA	1.000	27	1.027	EUR	2023		3,250					
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR	2029		3,625					
Eni SpA	1.000	1	1.001	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	(7)	993	EUR	2026		1,250					
Eni SpA	900		900	EUR	2024		0,625					
Eni SpA	800	12	812	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		750	EUR	2027		1,500					
Eni SpA	750	(1)	749	EUR	2034		1,000					
Eni SpA	700	(1)	699	EUR	2022		0,750					
Eni SpA	650		650	EUR	2025		1,000					
Eni SpA	600	(1)	599	EUR	2028		1,125					
Eni Finance International SA	1.563	(4)	1.559	USD	2026	2027	variabile					
Eni Finance International SA	795		795	EUR	2025	2043	1,275					
Eni Finance International SA	110	2	112	GBP		2021	4,750					
Eni Finance International SA	25		25	YEN		2021	1,955					
	16.393	72	16.465									
Altri prestiti obbligazionari												
Eni SpA	893	5	898	USD	2023		4,000					
Eni SpA	893	3	896	USD	2028		4,750					
Eni SpA	893	(1)	892	USD	2029		4,250					
Eni SpA	402	4	406	USD	2020		4,150					
Eni SpA	313		313	USD	2040		5,700					
Eni USA Inc	357		357	USD	2027		7,300					
	3.751	11	3.762									
	20.144	83	20.227									

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.355 milioni. Nel corso del primo semestre 2020 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €3.490 milioni.

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

Importo (€ milioni)	Disagio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)		
					da	a	
Eni SpA		400	(6)	394	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.

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 2020 il programma risulta utilizzato per €16,4 miliardi.

Al 30 giugno 2020 Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine per €7.773 milioni (€13.299 milioni al 31 dicembre 2019) e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.668 milioni (€4.667 milioni al 31 dicembre 2019).

Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 30 giugno 2020 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)	30.06.2020	31.12.2019
Obbligazioni ordinarie	21.786	19.173
Obbligazioni convertibili	456	402
Banche	3.597	2.904
Altri finanziatori	68	49
25.907	22.528	

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri futuri con tassi di sconto compresi tra -0,4% e 0,9% (-0,3% e 2,0% al 31 dicembre 2019).

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 31.12.2019	22.066	2.452	5.648	30.166
Assunzioni e rimborsi	2.176	731	(462)	2.445
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	8	(88)	10	(70)
Altre variazioni non monetarie	14	29	446	489
Valore al 30.06.2020	24.264	3.124	5.642	33.030

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

17 | Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

(€ milioni)	30.06.2020			31.12.2019		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	6.527	6.527	5.994	5.994	5.994	5.994
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.042	6.042	6.760	6.760	6.760	6.760
C. Liquidità (A+B)	12.569	12.569	12.754	12.754	12.754	12.754
D. Crediti finanziari	490	490	287	287	287	287
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	1.867	1.867	187	187	187	187
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	755	2.820	3.575	504	2.341	2.845
G. Prestiti obbligazionari	728	19.893	20.621	2.642	16.530	19.172
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	55	55	46	46	46	46
I. Altre passività finanziarie a breve termine	1.202	1.202	2.219	2.219	2.219	2.219
J. Altre passività finanziarie a lungo termine	35	33	68	10	39	49
K. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+J)	4.642	22.746	27.388	5.608	18.910	24.518
L. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (K-C-D)	(8.417)	22.746	14.329	(7.433)	18.910	11.477
M. Passività per beni in leasing	916	4.719	5.635	884	4.751	5.635
N. Passività per beni in leasing verso entità correlate	3	4	7	5	8	13
O. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (K+M+N)	5.561	27.469	33.030	6.497	23.669	30.166
P. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (O-C-D)	(7.498)	27.469	19.971	(6.544)	23.669	17.125

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono circa €440 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi che si riducono a circa €198 milioni a fine luglio per effetto delle riduzioni definite dagli organi giudicanti competenti.

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.876 milioni 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.

Le attività finanziarie destinate al trading sono commentate alla nota n. 5 – Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari sono commentati alla nota n. 14 – Altre attività finanziarie.

Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 16 – Passività finanziarie.

18 | Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondi per rischi e oneri
Valore al 31.12.2019	14.106
Accantonamenti	324
Rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project	88
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	69
Utilizzi a fronte oneri	(720)
Utilizzi per esuberanza	(72)
Differenze cambio da conversione	(46)
Altre variazioni	(11)
Valore al 30.06.2020	13.738

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

L'aumento della rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono, ripristino siti e social project è riferito al settore Exploration & Production ed è dovuto principalmente alla riduzione dei tassi di attualizzazione in relazione alle politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali in risposta alla crisi finanziaria dovuta alla pandemia COVID-19.

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)	30.06.2020	31.12.2019
Passività per imposte differite lorde	9.092	9.583
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.074)	(4.663)
Passività per imposte differite	6.018	4.920
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	7.821	9.023
Passività per imposte differite compensabili	(3.074)	(4.663)
Attività per imposte anticipate	4.747	4.360

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 31.12.2019	9.583	(15.767)	6.744	(9.023)
Variazioni di periodo	(495)	(948)	2.179	1.231
Differenze di cambio da conversione	1	9	(10)	(1)
Altre variazioni	3	(9)	(19)	(28)
Valore al 30.06.2020	9.092	(16.715)	8.894	(7.821)

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

20 | Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	30.06.2020			31.12.2019		
	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	78	69	2	97	43	2
- Interest currency swap	47	5	2	26		2
- Outright	2	4	2	8	5	2
	127	78		131	48	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	17	91	2	13	34	2
	17	91		13	34	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	884	905	1	192	181	1
- Over the counter	217	230	2	89	58	2
- Altro	19	1	2	12		2
	1.120	1.136		293	239	
	1.264	1.305		437	321	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	2.175	2.106	2	2.387	1.953	2
- Future	370	566	1	348	313	1
- Opzioni	7	5	2	21	22	2
	2.552	2.677		2.756	2.288	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	9	401	2	1	596	2
- Future	162	28	1	34	148	1
		39	2		2	2
	171	468		35	746	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili						
Totale contratti derivati lordi	3.992	4.455		3.239	3.366	
Compensazione	(1.628)	(1.628)		(612)	(612)	
Totale contratti derivati netti	2.364	2.827		2.627	2.754	
Di cui:						
- correnti	2.292	2.654		2.573	2.704	
- non correnti	72	173		54	50	

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 2020 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 2020	I semestre 2019
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1)	
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(372)	30
	(373)	30

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

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

(€ milioni)	I semestre 2020	I semestre 2019
Strumenti finanziari derivati su valute	(28)	(3)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(48)	(18)
	(76)	(21)

I costi 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 di €18 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) sono riferite ad attività materiali.

22 | Patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	30.06.2020	31.12.2019
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.480	37.436
Riserva per differenze cambio da conversione	7.047	7.209
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	981
Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(530)	(465)
Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(175)	(173)
Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	106	60
Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	20	12
Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(581)	(981)
Acconto sul dividendo		(1.542)
Utile (perdita) netto	(7.335)	148
	38.767	47.839

Al 30 giugno 2020, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) ed è rappresentato da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.634.185.330 al 31 dicembre 2019).

Il 13 maggio 2020, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,43 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 20 maggio 2020, con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2019 ammonta perciò a €0,86; (ii) l'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie senza valore nominale, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per l'importo di €399.999.994,58 che è pari al valore di carico delle azioni annullate.

23 | Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2020
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti	
Attività correnti	15
Attività non correnti	182
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(64)
Passività correnti e non correnti	(11)
Effetto netto degli investimenti	122
Interessenza di terzi	(10)
Totale prezzo di acquisto	112
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(3)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	109

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 sono avvenute su basi provvisorie e i differenziali tra i prezzi pagati e i relativi fair value delle attività nette acquisite sono 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 2019.

Gestione dei rischi finanziari

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento alle tematiche legate al rischio di credito, come indicato nella nota n. 3 – Stime contabili e giudizi significativi a cui si rinvia, i parametri adottati per la determinazione delle expected loss, ed in particolari le stime delle probability of default e delle loss given default sono stati aggiornati per tener conto degli impatti del COVID-19 e dei relativi riflessi sul contesto economico di riferimento.

La crisi dei consumi energetici connessa alle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia e il conseguente crollo dei prezzi degli idrocarburi hanno determinato una rilevante contrazione dei flussi di cassa operativi dell'Eni. Il management ha adottato le necessarie contromisure per tutelare la liquidità e la solidità patrimoniale dell'Azienda riducendo i costi e gli investimenti, adeguando la politica di remunerazione degli azionisti, e ricorrendo al mercato dei capitali come descritto nella sezione della Relazione sulla Gestione relativa ai rischi COVID-19, alla quale si rinvia. Al 30 giugno 2020 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi.

Non si registrano effetti significativi sulle operazioni di copertura connesse per effetto degli impatti del COVID-19 sul contesto economico di riferimento.

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 Trading & Shipping 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 Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping 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 Eni Trading & Shipping 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 Eni Trading & Shipping. La delega a

gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra 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 DI 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 consolidato (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 DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

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

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguitamento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrativa, 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 a 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 DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (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 certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguitamento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle 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 propone principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating, e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 (Portafoglio espresso in euro) e 2017 (Portafoglio espresso in USD). Nel I semestre 2020, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2019.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel I semestre 2020 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2019) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

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

(€ milioni)	I semestre 2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	7,39	1,90	4,13	2,10	5,19	2,44	3,80	3,00
Tasso di cambio ^(a)	0,48	0,10	0,32	0,34	0,41	0,07	0,17	0,15

^(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 2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	16,10	5,78	10,77	7,98	23,03	7,74	11,22	9,11
Trading ^(b)	1,57	0,19	0,54	0,52	1,60	0,25	0,51	0,31

^(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale, consociate estere delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Eni gas e luce. Per quanto riguarda le aree di business Gas & Power, a seguito dell'approvazione del Cda Eni in data 12 Dicembre 2013, 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 GLP 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, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

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

(€ milioni)	I semestre 2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,37	0,30	0,33	0,31	0,37	0,31	0,35	0,33

^(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 2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro ^(b)	0,07	0,05	0,06	0,06	0,05	0,02	0,04	0,05

^(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in \$ 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 accentratata utilizzato.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss, che rappresenta 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 esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti strutturati sulle commodity oggetto del core 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, 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 di 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 definito dal CdA Eni per classi di controparti finanziarie, sulla base della scala dei rating delle principali agenzie (Moody's, S&P). Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e linee di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentratata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta 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 2020 il programma risulta utilizzato per circa €16,4 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni rating A- per il debito a lungo termine, con l'outlook che passa da Stabile a Negativo, a causa delle tensioni relative allo scenario oil&gas, e rating 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 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 primo semestre 2020, nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes, sono stati emessi bond per un controvalore complessivo di circa €3,5 miliardi.

Al 30 giugno 2020, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €7.773 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €4.668 milioni, di cui €718 milioni scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Pagamenti futuri a fronte di passività 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						
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
Passività finanziarie	3.926	1.701	1.566	2.752	2.542	14.812	27.299
Passività per beni in leasing	564	717	598	484	459	2.788	5.610
Passività per strumenti finanziari derivati	2.631	53	14		37	92	2.827
	7.121	2.471	2.178	3.236	3.038	17.692	35.736
Interessi su debiti finanziari	292	513	481	469	394	1.547	3.696
Interessi su passività per beni in leasing	176	312	271	237	209	983	2.188
	468	825	752	706	603	2.530	5.884
Garanzie finanziarie	1.086						1.086

Le passività per beni in leasing comprensive della quota interessi di €7.798 milioni è riferibile per €2.798 milioni alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate di 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		
	2020	Oltre	Totale
Debiti commerciali	7.943		7.943
Altri debiti e anticipi	4.582	273	4.855
	12.525	273	12.798

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.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	148	245	208	183	350	12.192	13.326
Costi relativi a fondi ambientali	401	364	320	241	199	948	2.473
Impegni di acquisto ^(b)	4.089	7.005	7.415	7.581	8.338	71.328	105.756
- Gas							
Take-or-pay	2.972	6.239	6.902	7.115	8.059	70.710	101.997
Ship or pay	570	562	425	382	263	590	2.792
- Altri impegni di acquisto	547	204	88	84	16	28	967
Altri Impegni	2	1				106	109
- Memorandum di intenti Val d'Agri	2	1				106	109
Totale	4.640	7.615	7.943	8.005	8.887	84.574	121.664

(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 adempire in quanto vincolanti in base a contratto.

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
30.06.2020			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	11.002	302	10.700
Altre attività correnti	5.288	1.628	3.660
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	12.827	302	12.525
Altre passività correnti	8.845	1.628	7.217
31.12.2019			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	13.773	900	12.873
Altre attività correnti	4.584	612	3.972
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	16.445	900	15.545
Altre passività correnti	7.758	612	7.146

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €301 milioni (€713 milioni al 31 dicembre 2019) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €1 milione (€187 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.628 milioni (€612 milioni al 31 dicembre 2019).

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. Oltre a quanto indicato nella nota n. 18 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

La Relazione Semestrale redatta in forma “condensed” ai sensi dello IAS 34 suppone la conoscenza della Relazione Finanziaria Annuale di cui costituisce, in linea di massima, un aggiornamento per gli sviluppi successivi. Pertanto, per un’esaustiva rappresentazione della situazione dei contenziosi di cui è parte Eni si rinvia a quanto rappresentato nella nota n. 27 del Bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2019.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- (i) **Eni Rewind SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all’alimentazione ed omessa bonifica in relazione all’attività della discarica ex Montedison “Farina Trappeto”, divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991, data a partire dalla quale, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti con successiva messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l’attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio della Procura si è svolta l’udienza preliminare. Nonostante in sede di discussione, il PM precedente ha chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati, lo scorso 17 gennaio 2020, il GUP ha chiesto al PM di modificare i capi d’imputazione al fine di meglio precisare modalità e tempi di commissione delle singole condotte contestate. All’esito dell’udienza

preliminare del 1° luglio 2020 il GUP ha pronunciato sentenza di proscioglimento nei confronti di tutti gli imputati indicando un termine di 30 giorni per il deposito delle motivazioni.

- (ii) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Sito di Porto Torres.** Nel 2011 la Procura di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore di stabilimento Eni Rewind di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Nel 2013 la Procura ha modificato le imputazioni in forma colposa e non dolosa. L'ipotesi di risoluzione del procedimento per intervenuta prescrizione è stata rigettata dalla Corte Costituzionale che accogliendo la tesi della Procura di Sassari ha valutato come la complessità degli accertamenti necessari nel caso di reati quali il disastro ambientale giustifichi un allungamento dei termini di prescrizione parificandoli ai termini previsti per le ipotesi dolose. La Corte di Cassazione ha restituito gli atti alla Procura di Sassari che ha proceduto a ripresentare la richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare è stata ammessa la costituzione di parte civile del Ministero dell'Ambiente, della Regione Sardegna, dell'Ente Parco Asinara e del Comune di Porto Torres. Sono state citate in giudizio le società Eni Rewind SpA e Versalis SpA quali responsabili civili. Successivamente, su richiesta della difesa della società, Versalis SpA è stata estromessa dal procedimento. L'udienza preliminare è ancora in corso e riprenderà per eventuali repliche e decisione il 21 ottobre 2020.
- (iii) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Eni Rewind è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde c.d. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari. Il processo di primo grado inizierà il prossimo 2 febbraio 2021.
- (iv) **Eni Rewind SpA – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Eni Rewind è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. In data 30 maggio 2019 è stato notificato avviso ex art. 415-bis. La società Eni Rewind è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare sarà celebrata il 9 settembre 2020.
- (v) **Eni Rewind SpA - Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Eni Rewind SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind SpA è costituita in giudizio quale responsabile civile. In udienza preliminare le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il GUP presso il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Eni Rewind SpA ha concluso alcuni accordi transattivi. Terminato il dibattimento nel novembre 2016 il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 casi dei 75

inizialmente contestati nonché per l'ipotesi di disastro. Unica condanna per un caso di asbestosi. Le difese, le parti civili costituite e la Procura hanno impugnato la sentenza avanti la Corte d'Appello di Bologna, che con sentenza del 25 maggio 2020 ha confermato l'esito del giudizio di primo grado. Ha altresì dichiarato inammissibili gli appelli di numerose parti civili. I termini per il ricorso per Cassazione non sono ancora decorsi.

(vi) Eni SpA – Indagine Val d'Agri. A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta con una perdita di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. Ad oggi, si è conclusa la fase dell'istruttoria dibattimentale e sono in corso le discussioni conclusive delle parti.

(vii) Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio. Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite dall'Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio (ossia il serbatoio "D"), mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento.

Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è stato approvato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, dagli Enti competenti, ai quali sarà sottoposto a breve anche il Documento di Analisi di rischio, attualmente in elaborazione. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza.

Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno a quasi tutti i privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrerebbero secondo le valutazioni Eni che la perdita dai serbatoi è stata

tempestivamente ed efficientemente controllata e che non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

Nel mese di aprile 2019 sono state disposte nei confronti di tre dipendenti misure cautelari, le quali, a seguito di impugnazione, sono state annullate dalla Suprema Corte di Cassazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente, all'epoca sottoposto a misura cautelare, dagli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e, quindi, richiedeva al Giudice per le Indagini Preliminari l'emissione nei confronti del medesimo del decreto di giudizio immediato c.d. "custodiale"; che è stato accolto dal GIP. Il giudizio immediato è attualmente pendente nella fase delle questioni preliminari al dibattimento.

Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.Lgs. 231/2001, nel marzo 2020 la Procura della Repubblica ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari.

1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

- (i) **Eni Rewind SpA - Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Eni Rewind chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Eni Rewind al risarcimento del danno, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind ha appellato la predetta sentenza ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla società con gli enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Eni Rewind per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Eni Rewind con MNR (monitoraggio del natural recovery) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte d'Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Eni Rewind a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Eni Rewind l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Eni Rewind delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Eni Rewind, approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Nell'aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello. Nei termini di legge la Società e i suoi dirigenti si sono costituiti presentando ricorso e controricorso. Il 22 luglio 2020 si è tenuta l'udienza in camera di consiglio. È prevedibile che la sentenza possa essere emessa entro il corrente anno.
- (ii) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Versalis ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità

con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale. Il Consiglio di Giustizia Amministrativa (CGA) per la Regione Siciliana si è pronunciato sugli appelli pendenti avverso diverse sentenze del TAR e in sostanza ha confermato l'annullamento di tutte le prescrizioni amministrative oggetto del contenzioso. Il quadro prescrittivo in capo alle società diventa quindi, con tale sentenza, chiaro e definitivo. L'annullamento delle prescrizioni ha, tra l'altro, effetto retroattivo al momento della loro adozione e consente, pertanto, di escludere il rischio della contestazione di eventuali inadempimenti. A giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un tavolo tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale richiama la diffida del 2017, conferma la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed afferma un inadempimento alla diffida medesima da parte delle aziende che sarebbe stato comunicato anche alla Procura della Repubblica per le conseguenti azioni. D'intesa con tutte le linee di business interessate e in coordinamento con le altre aziende presenti si sta procedendo all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo. Anche all'esito di un incontro avvenuto con il Ministro presso il sito, Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'Ambiente, ad avviare un tavolo di confronto con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019. Parallelamente la Società ha sollecitato, conformemente alle previsioni normative del codice ambientale, l'avvio dell'iter per individuare i soggetti responsabili dell'inquinamento e le rispettive quote di responsabilità, ai fini dell'implementazione del progetto di bonifica.

- (iii) **Eni Rewind SpA - Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** Dal 2008 è pendente un procedimento presso il Tribunale di Genova attivato dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio che hanno citato Eni Rewind perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è basata su un'accusa di "inerzia" di Eni Rewind nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel marzo 2019 il Ministero dell'Ambiente ha presentato a Eni Rewind una proposta di chiusura transattiva della causa. La Società ha risposto con una controproposta nel luglio 2019. Sono succeduti alcuni incontri in ottica conciliativa nei quali il CTU e il CTP del Ministero hanno dichiarato la proposta della società in linea con la normativa. Il Giudice ha fissato udienza ad ottobre 2020. Parallelamente, nell'ambito della procedura di infrazione comunitaria sull'area A1, la Società ha avviato volontariamente e su richiesta del Ministero l'iter di VIA Postuma. Il 20 aprile 2020 è stato pubblicato il Decreto di compatibilità ambientale con prescrizioni non sostanziali. In data 8 luglio 2020 sul portale del Ministero dell'Ambiente, è stata dichiarata conclusa dal Ministro Costa, la procedura di infrazione contro l'Italia per la mancata sottoposizione a VIA delle bonifiche nel sito industriale di Cengio.
- (iv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA- Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Eni Rewind e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva. In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Eni Rewind e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica non autorizzata di proprietà di un terzo (a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società gestore della discarica. Con sentenza pubblicata nel giugno 2017, il Giudice ha accolto tutte le istanze difensive di Eni Rewind e Versalis ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione

attiva e comunque infondate o non provate. Nell'aprile 2018 l'appello proposto dal Comune è stato respinto.

È pendente ricorso in Cassazione per revocazione. Il 2 luglio 2020 si è tenuta l'adunanza camerale senza difensori e la causa è stata trattenuta in decisione.

- (v) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio.
- In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo puntuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio. (quali es. lo spill del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorigene e acustiche). Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al pagamento di tutti i danni patrimoniali e non, diretti ed indiretti, presenti e futuri. La misura della richiesta risarcitoria non viene indicata. Gli attori chiedono al Giudice che venga quantificata in corso di causa. La prima udienza di comparizione delle parti si è tenuta lo scorso 10 febbraio. Il Giudice ha il disposto i termini per la produzione delle memorie e fissato la prossima udienza al 21 ottobre 2020.
- (vi) **Eni SpA – Climate Change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di Autorità governative locali e un'associazione di pescatori sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, della controllata Eni Oil & Gas Inc. e diverse altre compagnie petrolifere, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico. Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza con la quale si è rilevata la carenza di giurisdizione delle Corti Statali. A seguito di un periodo di sospensione in attesa della decisione sulla competenza giurisdizionale, il 26 maggio 2020 è stato deciso il rinvio dei procedimenti alle Corti Statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas Inc. ha sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una petition for rehearing per chiedere una revisione della decisione di rinvio. I contenziosi rimarranno sospesi fino alla decisione sulla petition for rehearing.
- (vii) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza Procedimento bonifica sito Trissino.** Eni Rewind è stata chiamata in causa quale successore di una società che si presume essere coinvolta nell'inquinamento del sito di Trissino in provincia di Vicenza presso il quale, in base alle analisi svolte da enti amministrativi, sarebbero state rinvenute concentrazioni significative nelle acque di falda e di superficie di sostanze considerate altamente tossico-nocive e cancerogene, riconducibili a un'attività di produzione chimica non più attiva da anni. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali sostanze nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. La Provincia ha intimato ad alcune persone fisiche, tra le quali un ex dipendente che ha ricoperto l'incarico di AD della società riconducibile a Eni Rewind tra il 1988 e il 1996, e alle società e loro successori che operavano il sito di provvedere alla bonifica. Sono in corso gli accessi agli atti presso le autorità pubbliche finalizzate alla predisposizione delle osservazioni per la società nel procedimento amministrativo (entro ottobre 2020).

2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

- (i) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso il Tribunale di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del

Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. A tal proposito si evidenzia che, come comunicato al mercato da Eni, in data 1° ottobre 2019 il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.

Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il Governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e l'allora Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.

Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora Chief Development, Operation & Technology Officer, di un altro top manager di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

Nel dicembre 2017 il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell. All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. Eni e Shell si sono poi costituite responsabili civili in esito alla citazione effettuata dal Governo della Nigeria. Nel corso dell'articolata istruttoria dibattimentale sono stati escussi innanzi al Tribunale i testimoni citati dalla Procura e dalle difese, nonché i consulenti tecnici che hanno analizzato i diversi aspetti connessi all'operazione di acquisizione di OPL 245, sotto il profilo normativo, di analisi macro economica e finanziaria. All'udienza del 5 febbraio 2020 il Tribunale, dopo aver dichiarato chiusa l'istruttoria dibattimentale, ha respinto le richieste ex 507 c.p.p. avanzate dalla Procura, relative all'audizione di un indagato in procedimento connesso ed altro soggetto terzo, ritendendo l'assunzione di tali testimonianze non decisiva ai fini della decisione. Il 2 ed il 21 luglio 2020 si sono svolte le udienze di discussione dei Pubblici Ministeri, che hanno richiesto la condanna per tutti gli imputati, persone fisiche e giuridiche, nonché la confisca del prezzo dell'asserito reato.

Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha accolto il ricorso presentato da NAE e dal

suo partner e ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo nigeriano.

Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR, nonché alcune società del gruppo Shell, hanno ricevuto notizia dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le corti inglesi per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata a NAE e SNEPCO (affiliata Shell). Il mese successivo, Eni ha ottenuto copia della documentazione che attesta l'iscrizione a ruolo della causa, il 15 aprile le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto formale notifica dell'avvio del procedimento, mentre l'analogia notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio, la domanda è quantificata in \$1.092 milioni o altro valore che sarà stabilito nel corso del procedimento. La Repubblica Federale della Nigeria pone alla base della propria valutazione una stima di valore dell'asset di \$3,5 miliardi. La quota di interessenza dell'Eni è pari al 50%. Si ricorda che la Nigeria è costituita parte civile nel procedimento a Milano e che pertanto la causa di cui sopra appare una duplicazione delle domande formulate a Milano contro le persone fisiche di Eni. In data 22 maggio 2020, il Giudice ha accolto l'eccezione presentata da Eni e ha declinato la propria giurisdizione sul caso, avendo riscontrato la litispendenza con il procedimento a Milano secondo i criteri previsti dal Regolamento (EU) No 1215/2012. Il Giudice ha anche negato al Governo nigeriano il permesso di appellare la decisione. Il Governo ha quindi annunciato l'intenzione di adire la Corte d'Appello per ottenere il permesso di ricorrere contro la decisione.

Il 20 gennaio 2020 alla consociata NAE è stato notificato l'avvio di un nuovo procedimento penale avanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011, all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19.

(ii) Indagine Congo. Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza, su delega della Procura di Milano, ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate, dal 2012 ad oggi, con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Successivamente, nel luglio del 2018 la Procura ha richiesto una seconda proroga fino al 28 febbraio 2019. Nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e all'allora Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.

Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e successivamente nel maggio e nel settembre 2019 sono stati notificati a Eni provvedimenti di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. dalla Procura di Milano, aventi ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Tutta la documentazione richiesta è stata prodotta all'Autorità giudiziaria.

Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale indipendente e ad una

società di consulenza, esperti in ambito anticorruzione, affinchè fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati di tali attività non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni o dei suoi dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Il report è stato portato a conoscenza dell'Autorità giudiziaria e delle competenti autorità americane (SEC e DoJ).

Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un decreto di perquisizione con contestuale informazione di garanzia per una presunta ipotesi di "omessa comunicazione del conflitto di interessi" ex art. 2629 bis c.c., in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate operanti in Africa, fra le quali in particolare Eni Congo SA, da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Nessuna delle forniture oggetto di indagine è mai stata oggetto di delibera da parte del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA.

Successivamente in data 15 giugno 2020 la società è stata informata che è stata richiesta una proroga delle indagini relativamente a tale ipotesi fino al 21 dicembre 2020.

Nel novembre 2019, a seguito della notifica degli ulteriori atti di indagine Il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno affidato ai consulenti già incaricati nel 2018 un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte, alla luce della documentazione processuale resa disponibile a seguito della richiesta di riesame del provvedimento notificato al CEO nel settembre 2019. Il secondo rapporto dei consulenti consegnato nel febbraio u.s. ancora di carattere preliminare e suscettibile di modifiche ed integrazione, aggiorna le conclusioni raggiunte dal primo, limitatamente alla: (i) ipotesi di verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni a partire dal 2009 sino al 2012 e comunque non oltre la data di nomina a consigliere del CEO; (ii) assenza di riscontri idonei a smentire le dichiarazioni rese dal CEO circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nella proprietà del predetto Gruppo Petroserve.

3. Procedimenti chiusi

- (i) **EniPower SpA.** Nel 2004 la magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente, che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex D.Lgs. 231/01. Nell'agosto 2007 la Procura ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower e Snamprogetti per la successiva archiviazione. Il procedimento pertanto è proseguito a carico di ex dipendenti delle predette società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. 231/01. Eni, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile. Nel settembre 2011 il Tribunale di Milano ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni in solido tra loro e alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili, ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha pronunciato l'assoluzione per altri 15 imputati. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01, il Giudice ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando la sanzione amministrativa pecunaria e la corrispondente confisca, ma ha escluso la costituzione di parte civile di Eni, EniPower e Saipem nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le parti condannate hanno proposto appello e nell'ottobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello rimandando ad altra sezione, che ha nuovamente confermato la sentenza di primo grado, ferme restando le statuzioni della precedente sentenza di appello non oggetto di annullamento, in cui può includersi, ragionevolmente, la dichiarazione di prescrizione dei reati. Sono state depositate le motivazioni della sentenza, dalle quali risulta confermato l'impianto definito dai precedenti gradi di giudizio. È stato presentato ricorso per Cassazione esclusivamente

per le statuzioni civili. La Corte di Cassazione, per quanto di interesse, ha rigettato i ricorsi e confermato la sentenza di appello. A seguito di tale pronuncia della Cassazione, il procedimento penale, per quanto di interesse, può considerarsi concluso.

- (ii) **Eni Rewind SpA – Disastro ambientale Ferrandina.** Nel gennaio 2018 la Procura di Matera ha aperto un procedimento penale a carico del Program Manager Sud della Eni Rewind SpA per i reati di gestione illecita di rifiuti e disastro innominato in relazione a fatti connessi alle attività di bonifica del sito di Ferrandina/Pisticci. La contestazione concerne un presunto sversamento di liquidi contaminati nel sottosuolo e poi nel fiume Basento a causa della rottura di una tubazione di collegamento interrata che doveva portare gli stessi all'impianto di trattamento gestito dalla società Tecnoparco. Nei confronti dell'indagato, è stata formulata la richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare si è conclusa in data 15 ottobre 2019 con la pronuncia da parte del GUP di sentenza di non luogo a procedere nei confronti dell'imputato Eni Rewind SpA per non aver commesso il fatto. La sentenza è passata in giudicato.
- (iii) **Algeria.** In data 15 gennaio 2020 la II sezione penale della Corte d'Appello di Milano ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli ex manager Eni, in relazione alle contestazioni mosse relativamente all'acquisizione della FCP da parte di Eni, dichiarando l'appello proposto dal Pubblico Ministero inammissibile nei confronti della società. In data 12 giugno 2020 la Procura Generale ha presentato ricorso per Cassazione per la sola parte della vicenda relativa a Saipem, non impugnando espressamente i capi e i punti della sentenza relativi alla c.d. "Vicenda Eni – FCP". Conseguentemente si deve ritenere che la sentenza sia definitivamente passata in giudicato e non più soggetta a mezzi ordinari di impugnazione con la conseguente liberatoria definitiva di Eni. In relazione all'indagine in Italia già alla fine del 2012, Eni aveva preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali. Il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento come comunicato al mercato in data 1° ottobre 2019. Successivamente, nell'aprile 2020, Eni, avendo informato la Securities and Exchange Commission statunitense (SEC) dell'assoluzione pronunciata in appello il 15 gennaio 2020 ha comunque concluso una transazione che non comporta ammissione di responsabilità, con la sui profili contabili delle SEC attività algerine della ex controllata di minoranza Eni, Saipem SpA. L'accordo ha previsto il pagamento di \$19,75 milioni che rappresenta la parte di competenza Eni dei benefici fiscali ottenuti da Saipem in relazione ai costi sostenuti dalla Saipem risultati indeducibili oltre una somma a titolo di interessi risarcitori pari a \$4,75 milioni.

CONTO ECONOMICO

Il crollo della domanda energetica globale e dei prezzi degli idrocarburi registrato nel primo semestre 2020 a causa delle misure di lockdown imposte in tutto il mondo sull'attività economica e sugli spostamenti delle persone in risposta alla crisi pandemica del COVID-19 ha avuto conseguenze massive sui risultati e la posizione finanziaria netta del Gruppo Eni al 30 giugno 2020. La perdita netta di competenza degli azionisti Eni nel primo semestre 2020 è stata di €7.335 milioni rispetto all'utile netto di €1.516 milioni del primo semestre 2019, di cui €3.775 milioni di perdita operativa che si confrontano con l'utile operativo di €4.749 milioni. Il flusso di cassa netto da attività operativa ha registrato una contrazione di oltre il 60% a €2.378 milioni, mentre l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 è aumentato di €2.852 milioni. Il management ha attuato un piano d'azione immediato per preservare la liquidità della Società e la solidità del bilancio che prevede la rimodulazione degli investimenti tecnici per gli anni 2020-2021, in particolare nel 2020 Eni taglierà gli investimenti di circa €2,6 miliardi, pari a circa il 35% del totale previsto nel budget originario, e riduzioni dei costi operativi in tutte le linee di business con risparmi attesi su base annua di circa €1,4 miliardi nonché la revisione della politica di remunerazione agli azionisti.

L'effetto scenario relativo alla flessione delle quotazioni del petrolio (-40% per il riferimento Brent) e del prezzo del gas in tutte le aree geografiche (in particolare -51% per il prezzo spot al punto di scambio virtuale del mercato italiano PSV) spiega circa il 50% della contrazione dell'EBIT e l'80% di quella del cash flow. Per quanto riguarda il risultato operativo, gli altri driver sono stati gli impatti industriali connessi alla crisi del COVID-19 e le svalutazioni di attività non-correnti. In particolare gli effetti operativi connessi al COVID-19 comprendono la riduzione delle produzioni di idrocarburi per effetto dei tagli di capex, le minori vendite in tutti i business a causa del calo della domanda di carburanti e di energia, le minori vendite di GNL a causa del lockdown delle economie asiatiche e la minore domanda gas in alcuni mercati regionali. Per quanto riguarda le stime contabili critiche alla base delle valutazioni di bilancio, esaminati i possibili effetti strutturali della crisi del COVID-19 sullo scenario macroeconomico ed energetico, il management ha rivisto in riduzione lo scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023 rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 48 e 55 \$/barile (in precedenza 55 e 70 \$/barile). Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU. Sulla base delle nuove assunzioni di prezzo e della modifica dei piani d'investimento a breve-medio termine, il management ha rilevato svalutazioni delle attività non-correnti del Gruppo pari a circa €2,75 miliardi riferite per €1,7 miliardi agli asset oil&gas e per la parte restante alle raffinerie tradizionali impattate dalla riduzione del consumo di carburanti e dalla flessione dei margini. Infine, il risultato operativo è stato penalizzato dall'effetto della rilevante discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo (-€1 miliardo).

La crisi economica causata dal COVID-19 si riflette anche nei risultati delle partecipazioni in joint venture e altre iniziative industriali che hanno registrato una perdita di €1.379 milioni influenzata, oltre che dal deterioramento dello scenario, dalla rilevazione di oneri straordinari nei bilanci delle partecipate per svalutazioni di asset, scorte e differenze valutative su cambi in funzione del forte apprezzamento del dollaro su tutte le valute. Infine, è significativo che nel primo semestre 2020 il Gruppo rileva oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di circa €5,7 miliardi. Questo è dovuto agli impatti strutturali della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla domanda degli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività di Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri hanno avuto due ricadute: la svalutazione di circa €0,8 miliardi delle attività per imposte differite iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali del semestre.

Si rinvia alla Relazione sulla Gestione sezione rischi connessi al COVID-19 per una descrizione della situazione di liquidità dell'Azienda e delle modalità con le quali il management intende far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi 18 mesi e per le altre misure di contrasto alla crisi (quali la revisione della politica del dividendo).

25 | Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Totali
I semestre 2020					
Ricavi da clienti terzi	3.609	6.426	11.896	99	22.030
Ricavi per area geografica:					
Italia	11	4.151	3.710	37	7.909
Resto dell'Unione Europea		1.563	2.727	1	4.291
Resto dell'Europa	111	427	3.502	21	4.061
Americhe	252		1.020	4	1.276
Asia	677	281	908	14	1.880
Africa	2.502	4	29	21	2.556
Altre aree	56			1	57
	3.609	6.426	11.896	99	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	4.098	10		5.996
- Vendita prodotti petrochimici			1.505	10	1.515
- Vendita altri prodotti	65	1.111	14	3	1.193
- Servizi	142	1.217	386	86	1.831
	3.609	6.426	11.896	99	22.030
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	3.353	6.370	11.761	36	21.520
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	256	56	135	63	510
I semestre 2019					
Ricavi da clienti terzi	5.298	10.096	21.490	96	36.980
Ricavi per area geografica:					
Italia	27	6.549	6.393	47	13.016
Resto dell'Unione Europea	120	2.121	7.002	8	9.251
Resto dell'Europa	90	821	2.684	7	3.602
Americhe	46		2.124	7	2.177
Asia	595	473	3.184	7	4.259
Africa	4.300	132	101	20	4.553
Altre aree	120		2		122
	5.298	10.096	21.490	96	36.980
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	1.829		9.060		10.889
- Vendita prodotti petroliferi	598		9.713		10.311
- Vendita gas naturale e GNL	2.699	7.486	144		10.329
- Vendita prodotti petrochimici			2.226	11	2.237
- Vendita altri prodotti	20	1.250	7	4	1.281
- Servizi	152	1.360	340	81	1.933
	5.298	10.096	21.490	96	36.980
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	4.993	10.040	21.383	43	36.459
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	305	56	107	53	521

A seguito dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea avvenuta nel 2020, i ricavi nel Regno Unito di €2.194 milioni per il primo semestre 2020 e di €3.311 milioni per il primo semestre 2019 sono compresi rispettivamente nell'area geografica Resto dell'Europa e Unione Europea.

Maggiori informazioni sui ricavi della gestione caratteristica per settore di attività sono indicati 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 2020	I semestre 2019
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	10.741	19.979
Costi per servizi	5.118	5.667
Costi per godimento di beni di terzi	474	688
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	208	185
Altri oneri	717	355
	17.258	26.874
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(72)	(83)
	17.186	26.791

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €100 milioni (€146 milioni nel primo semestre 2019).

COSTO LAVORO

(€ milioni)	I semestre 2020	I semestre 2019
Costo lavoro	1.610	1.631
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(68)	(78)
	1.542	1.553

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

27 | Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	I semestre 2020	I semestre 2019
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	2.153	1.420
Oneri finanziari	(2.596)	(2.029)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(7)	78
Strumenti finanziari derivati	(76)	(21)
	(526)	(552)

I proventi e oneri finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2020	I semestre 2019
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(270)	(312)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(52)	(66)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(183)	(190)
Interessi attivi verso banche	7	11
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	3	3
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(7)	78
	(502)	(476)
Differenze attive (passive) di cambio		
Strumenti finanziari derivati	(76)	(21)
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	39	46
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	57	53
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(69)	(147)
Altri proventi (oneri) finanziari	5	(77)
	32	(125)
	(526)	(552)

(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 2020	I semestre 2019
Dividendi	72	89
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	4	
Altri proventi (oneri) netti	(47)	1
	25	94

I dividendi si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €54 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €16 milioni (rispettivamente, €64 milioni e €19 milioni nel comparativo period).

29 | Imposte sul reddito

(€ milioni)	I semestre 2020	I semestre 2019
Imposte correnti	916	2.574
Imposte differite nette	736	249
	1.652	2.823

Le imposte correnti e differite nette sono riferite a società italiane, rispettivamente, per €132 milioni e €799 milioni. È significativo che nel primo semestre 2020 il Gruppo rileva oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di circa €5,7 miliardi. Questo è dovuto agli impatti strutturali della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla domanda degli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività dell'Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri ha avuto due ricadute: la svalutazione di circa €0,8 miliardi delle attività per imposte differite iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali del semestre.

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 2020 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017, 2018 e 2019.

	I semestre 2020	I semestre 2019
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice	3.572.549.651	3.600.862.393
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario	2.861.957	2.782.584
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito	3.575.411.608	3.603.644.977
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	(7.335)
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	(2,05)
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	(2,05)
		0,42

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.

Con efficacia 1° gennaio 2020 nell'ottica di migliorare l'integrazione dei business Eni lungo l'intera supply chain petrolifera con l'obiettivo di minimizzare il rischio commodity e massimizzare il valore delle produzioni di olio equity e i fabbisogni interni, è stata eseguita la riorganizzazione delle attività trading oil relative allo sviluppo/ottimizzazione del portafoglio commodity della filiera oil, rifornimento di greggi e prodotti petroliferi ed esecuzione sul mercato del bilanciamento oil trasferendo le relative responsabilità organizzative e di profitto dal business G&P Wholesale al business Refining & Marketing. I comparative period sono stati oggetto di restatement.

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.

Al 30 giugno 2020 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

Exploration & Production: comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL.

Gas & Power: comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio, nonché le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e power.

Refining & Marketing e Chimica: comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici, nonché di trading oil. 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. Le attività di trading oil e prodotti hanno la finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzare o coprire i margini commerciali.

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 e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind. I risultati della Direzione Energy Solutions, impegnata nello sviluppo del business dell'energia da fonti rinnovabili, sono compresi nell'aggregato Corporate e Altre attività poiché tale segmento operativo non soddisfa la soglia di rilevanza quantitativa prevista dall'IFRS 8 per essere un autonomo reportable segment.

Come previsto dai Principi contabili internazionali in tema di segment information, in caso di riorganizzazioni dei settori di attività i comparative periods sono oggetto di restatement per consentire un confronto omogeneo.

Di seguito i risultati "riesposti" del primo semestre 2019 e dell'esercizio 2019 dei due settori interessati dalla riorganizzazione.

Informazioni pubblicate nel 2019:

(€ milioni)	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica
I semestre 2019		
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	27.161	11.531
a dedurre: ricavi infrasettori	(5.942)	(1.164)
Ricavi da terzi	21.219	10.367
Risultato operativo	453	226
31.12.2019		
Attività direttamente attribuibili ^(b)	9.176	12.336
Passività direttamente attribuibili ^(c)	7.852	4.599

^(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

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

^(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni riesposte:

(€ milioni)	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica
I semestre 2019		
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	10.525	21.679
a dedurre: ricavi infrasettori	(429)	(189)
Ricavi da terzi	10.096	21.490
Risultato operativo	347	332
31.12.2019		
Attività direttamente attribuibili ^(b)	7.943	13.569
Passività direttamente attribuibili ^(c)	6.179	6.272

^(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

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

^(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
I semestre 2020						
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	6.751	6.703	12.148	754		
a dedurre: ricavi infrasettori	(3.142)	(277)	(252)	(655)		
Ricavi da terzi	3.609	6.426	11.896	99		22.030
Risultato operativo	(1.678)	390	(2.302)	(415)	230	(3.775)
I semestre 2019						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	11.524	10.525	21.679	766		
a dedurre: ricavi infrasettori	(6.226)	(429)	(189)	(670)		
Ricavi da terzi	5.298	10.096	21.490	96		36.980
Risultato operativo	4.425	347	332	(295)	(60)	4.749

^(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
30.06.2020						
Attività direttamente attribuibili ^(a)	65.772	6.646	10.920	1.823	(310)	84.851
Attività non direttamente attribuibili						30.234
Passività direttamente attribuibili ^(b)	19.001	4.954	5.470	3.976	(192)	33.209
Passività non direttamente attribuibili						43.037
31.12.2019						
Attività direttamente attribuibili ^(a)	68.915	7.943	13.569	1.860	(492)	91.795
Attività non direttamente attribuibili						31.645
Passività direttamente attribuibili ^(b)	20.164	6.179	6.272	3.927	(141)	36.401
Passività non direttamente attribuibili						39.139

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

^(b) Comprendono le passività 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. Tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei, costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte 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 2020" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione	Denominazione	(€ milioni)	30.06.2020			I semestre 2020		
			Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate								
Agiba Petroleum Co		2	109				126	
Angola LNG Supply Services Llc				181				
Coral FLNG SA		21		1.176			35	
Gruppo Saipem		70	232	510			11	138
Karachaganak Petroleum Operating BV		29	173					407
Mellitah Oil & Gas BV		61	202				5	140
Petrobel Belayim Petroleum Co		42	899					289
Unión Fenosa Gas SA			57					
Vår Energi AS		125	225	455			40	529
Altre (*)		71	29				60	54
		421	1.869	2.379			151	1.683
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Eni BTC Ltd				181				
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		107	1	3			6	
Altre		6	28	11			3	5
		113	29	195			9	5
		534	1.898	2.574			160	1.688
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Enel		186	285				29	268
Gruppo Italgas		3	109				2	405
Gruppo Snam		231	262				28	543
Gruppo Terna		38	40				79	90
GSE - Gestore Servizi Energetici		28	20				251	121
Altre		5	22				14	23
		491	738				403	1.450
Altri soggetti correlati			2				2	22
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»								
		81	87				10	127
		1.106	2.725	2.574			575	3.287
								(75)

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

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019			I semestre 2019		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co	3	71				108	
Angola LNG Supply Services Llc			181				
Coral FLNG SA	15		1.168	41			
Gruppo Saipem	75	227	510	14	49		
Karachaganak Petroleum Operating BV	33	198		1	545		
Mellitah Oil & Gas BV	57	171		1	250		
Petrobel Belayim Petroleum Co	50	1.130		7	951		
Unión Fenosa Gas SA	8	1	57		1	42	
Vår Energi AS	32	143	482	35	695	(30)	
Altre (*)	106	42	1	29	80		
	379	1.983	2.399	128	2.679	12	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd			180				
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	101	1	3	6			
Altre	5	25	14	4	5		
	106	26	197	10	5		
	485	2.009	2.596	138	2.684	12	
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel	185	284		65	294	(33)	
Gruppo Italgas	3	154			398		
Gruppo Snam	278	229		43	661		
Gruppo Terna	40	45		94	106	8	
GSE - Gestore Servizi Energetici	26	24		336	252	9	
Altre	10	19		5	18		
	542	755		543	1.729	(16)	
Altri soggetti correlati	2	3		3	14		
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»							
	75	74		18	138		
Totale	1.104	2.841	2.596	702	4.565	(4)	

(*) 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, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- 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;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- 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 il fair value degli 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, il fair value degli 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.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione per €21 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €1 milione.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	(€ milioni)	30.06.2020			I semestre 2020	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				250		
Cardón IV SA	603		1		27	2
Coral FLNG SA	280				20	
Coral South FLNG DMCC				1.429		
Société Centrale Electrique du Congo SA	90				6	
Altre	17	23	1		11	7
	990	24	1.680		64	9
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	45	33				
	45	33				
Imprese controllate dallo Stato						
Altre			5			1
			5			1
	1.035	62	1.680		64	10

Denominazione	Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019			I semestre 2019	
			Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate							
Angola LNG Ltd					249		
Cardón IV SA		563	5			36	1
Coral FLNG SA		253					1
Coral South FLNG DMCC					1.425		
Société Centrale Electrique du Congo SA		85					
Altre		18	14	2		4	
		919	19	1.676		40	2
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Altre		48	28			1	
		48	28			1	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre		4	12				
		4	12				
Totale		971	59	1.676		41	2

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;
- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo.

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)	30.06.2020			31.12.2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	570	48	8,42	384	60	15,63
Crediti commerciali e altri crediti	10.700	760	7,10	12.873	704	5,47
Altre attività correnti	3.660	227	6,20	3.972	219	5,51
Altre attività finanziarie non correnti	1.237	987	79,79	1.174	911	77,60
Altre attività non correnti	803	119	14,82	871	181	20,78
Passività finanziarie a breve termine	3.124	55	1,76	2.452	46	1,88
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	919	3	0,33	889	5	0,56
Debiti commerciali e altri debiti	12.525	2.507	20,02	15.545	2.663	17,13
Altre passività correnti	7.217	195	2,70	7.146	155	2,17
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.723	4	0,08	4.759	8	0,17
Altre passività non correnti	1.790	23	1,28	1.611	23	1,43

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

(€ milioni)	I semestre 2020			I semestre 2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	22.030	556	2,52	36.980	695	1,88
Altri ricavi e proventi	460	19	4,13	644	7	1,09
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(17.186)	(3.329)	19,37	(26.791)	(4.554)	17,00
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(211)	61	..	(246)		..
Costo lavoro	(1.542)	(19)	1,23	(1.553)	(11)	0,71
Altri proventi (oneri) operativi	(373)	(75)	20,11	30	(4)	..
Proventi finanziari	2.153	64	2,97	1.420	41	2,89
Oneri finanziari	(2.596)	(10)	0,39	(2.029)	(2)	0,10

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

(€ milioni)	I semestre 2020		I semestre 2019	
	Totale	Entità correlate	Totale	Entità correlate
Ricavi e proventi			575	702
Costi e oneri			(2.851)	(3.276)
Altri proventi (oneri) operativi			(75)	(4)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi			(10)	(294)
Interessi			49	40
Flusso di cassa netto da attività operativa			(2.312)	(2.832)
Investimenti in attività materiali e immateriali			(497)	(1.289)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento			(46)	(3)
Variazione crediti finanziari			(100)	(92)
Flusso di cassa netto da attività di investimento			(643)	(1.384)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing			3	(827)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento			3	(827)
Totale flussi finanziari verso entità correlate			(2.952)	(5.043)

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

(€ milioni)	I semestre 2020			I semestre 2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	2.378	(2.312)	..	6.612	(2.832)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.741)	(643)	23,46	(4.330)	(1.384)	31,96
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	908	3	0,33	(2.585)	(827)	31,99

33 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2020 e 2019 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

34 | Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel primo semestre 2020 e 2019 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 Massimo Mondazzi 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 2020, nel corso del primo semestre 2020.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2020 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 2020:
 - 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.

29 luglio 2020

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi
Chief Financial Officer e
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 2020. 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 2020, 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, 6 agosto 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - Bergamo 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035229691 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 05116186211 - Brescia 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 0303697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - Genova 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - Pescara 65127 Piazza Ettore Trollo 8 Tel. 0854545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 01156771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felisent 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 30 giugno 2020

Partecipazioni di Eni SpA al 30 giugno 2020

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 2020, 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 2020, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre Partecipazioni Rilevanti ^(a)		
	Italia	Esteri	Totale	Italia	Esteri	Totale	Italia	Esteri	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	39	152	191						
Imprese consolidate joint operation				5	5	10			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	4	30	34	25	45	70			
Valutate con il metodo del costo	2	7	9	2	27	29			
Valutate con il metodo del fair value							2	22	24
	6	57	43	27	72	99	2	22	24
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate							4	4	
Possedute da imprese a controllo congiunto							4	4	
							8	8	
Totale Imprese	45	189	234	32	85	117	2	22	24

(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 residenti in Stati o territori 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 2020, Eni controlla cinque 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 2020 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.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	8.034.400	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

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.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ^(#)	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.

(*) 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.

(I) 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.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Burren Energy Congo Ltd	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En.(Berm)Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd (2)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	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	13.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
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 Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		Co.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	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.

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

(2) 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.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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 Sarl	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.006	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio De Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		P.N.
Eni East Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	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	100,00	C.I.
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	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.

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
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	80.400.000	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	Lomas De Chapultepec, 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	220.711.147,50	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 Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings 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.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni RAK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	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	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 Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd	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	250.000.000	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	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	90.765.492,19	Eni Ukraine Hold.BV Eni International BV	99,99 0,01		P.N.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold.BV	100,00		P.N.
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.

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (.)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		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	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
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 Nigerian Agip E. Ltd Agip En Nat Res.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 Energhia'	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd (2)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En.Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd (2)	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.

(2) 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.

Gas & Power

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	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	750.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	Roma	Italia	EUR	1.050.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
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.
Evolvere Energia SpA	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Evolvere SpA	100,00	70,52	C.I.
Evolvere Smart Srl	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture	100,00	70,52	C.I.
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	25.500.000	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	70,52 29,48	70,52	C.I.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Evolvere SpA	100,00	70,52	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	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

Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina do Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA	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 Trans Tunis.P.Co SpA LNG Shipping SpA Eni SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.

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

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	Roma	Italia	EUR	1.050.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Ecofuel SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.

ALL'ESTERO

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)	Paesi Bassi	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 Mineralölh.GmbH Eni International BV	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	36.000.000	Ets 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.

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (.)	100,00	C.I.
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

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	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Dunasty Polisztirologyártó Zártkörűen Működő Részvénnytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	4.332.947,072	Versalis SpA Versalis International SA Versalis Deutschland 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 Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis México S. de 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.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Service Media Srl (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	75.000	D-Share SpA	100,00		P.N.
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	AGI SpA 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.
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	79.817.238	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 Designated Activity Company	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (.)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.

(*) 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.
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 SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	355.145.040,30	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.
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	7.963.200.000	Windirect 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 Ieoc Production BV Ieoc Exploration 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 Pakistan Ltd (M) Eni Oil Holdings BV	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 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.
Windirect BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	10.000	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.

■ 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 (t)	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 (t)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc 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	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl (t)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada (t)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Cardón IV SA (t)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	172,10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Compañia 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	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50	Co.
East Kanayis Petroleum Co (t)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
East Obaiyed Petroleum Co (t)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
El-Fayrouz Petroleum Co (t) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00	
Fedynskmorneftegaz Sàrl (t)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
Isatay Operating Co Llp (t)	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.

(t) L'impresa è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleihha Petroleum Co ^(t)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV ^(t)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(t)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA ^(t)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	3.790	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA ^(t)	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	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding	100,00		
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00		
Port Said Petroleum Co ^(t)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0 ^(a)	PR FPSO PR FPSO Holding	95,00 5,00		
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada^(t)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture 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.

(t) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Shorouk Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italio Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (t)	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(t)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tecninc Engineering Contractors Llp(t)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi AS(t)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,60 30,40		P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi AS	100,00		
VIC CBM Ltd(t)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd (t)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West ASHRAFI Petroleum Co (t) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

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

(t) L'impresa è a controllo congiunto.

Gas & Power

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 (t)	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Evogy Srl	Seriate (BG)	Italia	EUR	10.000	Evolvere Venture Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Mariconsult SpA (t)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
PV Family Srl	Cagliari	Italia	EUR	131.200	Evolvere SpA Soci Terzi	23,78 76,22		P.N.
Renewable Dispatching Srl	Milano	Italia	EUR	49.000	Evolvere Venture Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl (t)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
Tate Srl	Bologna	Italia	EUR	408.509,29	Evolvere Venture Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Transmed SpA (t)	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 (t)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62 ^(a)	J.O.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA (t)	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GreenStream BV (t)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Transmed.Pip.Co Ltd Eni International BV Soci Terzi	90,00 5,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd^{(t) (3)}	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Unión Fenosa Gas SA (t)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

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

(t) L'impresa è a controllo congiunto.

(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. 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 Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00		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	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiero Gas LSpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
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		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.
Termica Milazzo Srl^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00 50,00		J.O.

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 - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH^(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		J.O.
City Carburoil 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 Itsaling Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA (t)	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^(t)	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.

(t) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA
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 S.p.A.	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara S.p.A.	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica S.p.A. (†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Novamont S.p.A.	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Priolo Servizi S.p.A.	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	33,11 4,61 62,28		P.N.
Ravenna Servizi Industriali S.p.A.	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera S.p.A.	Venezia 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 501.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		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.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
						% Possesso	
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	115.000.519	Eni Next Soci Terzi		P.N.
Form Energy Inc	Somerville (USA)	USA	USD	50.889.548,241	Eni Next 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.

Altre attività

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.
Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,55 51,45		P.N.
Saipem SpA (*)^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384,693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(a) 2,24 67,22		P.N.

ALL'ESTERO

Ayla Energy Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Grid Edge (Private) Ltd^(†)	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	1.200.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		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	20.000	Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

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

(#) 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 31,24
Soci Terzi 68,76

■ 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 Paria 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	307.966.521,99	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Lic	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 Co NV	L'Aja (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod.BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	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	13,60 86,40	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.

Gas & Power

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⁽⁴⁾	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.
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay En France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR'	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.025.665.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
Sistema Integrado de Gestión 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.

(4) 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.

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATE NEL SEMESTRE

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 17)

CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese	Altre attività	Acquisizione
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese	Altre attività	Acquisizione
D-Share SpA	Milano	Corporate e società finanziarie	Sopravvenuta rilevanza
Eni Albania BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam	Gas & Power	Costituzione
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	Roma	Gas & Power	Sopravvenuta rilevanza
Eni New Energy US Inc	Dover	Altre attività	Sopravvenuta rilevanza
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	Roma	Refining & Marketing	Sopravvenuta rilevanza
Evolvere Energia SpA	Milano	Gas & Power	Acquisizione
Evolvere Smart Srl	Milano	Gas & Power	Acquisizione
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Gas & Power	Acquisizione
Evolvere Venture SpA	Milano	Gas & Power	Acquisizione
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città Del Messico	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Versalis México S. de R.L. de CV	Città Del Messico	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Versalis Zeal Ltd	Takoradi	Chimica	Variazione governance
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese	Altre attività	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 2)

Eni CBM Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Ieoc Exploration BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE ESCLUSE (N. 1)

Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	Roma	Refining & Marketing	Variazione operatività
--	------	----------------------	------------------------



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 30 giugno 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

segreteriasocietaria.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

