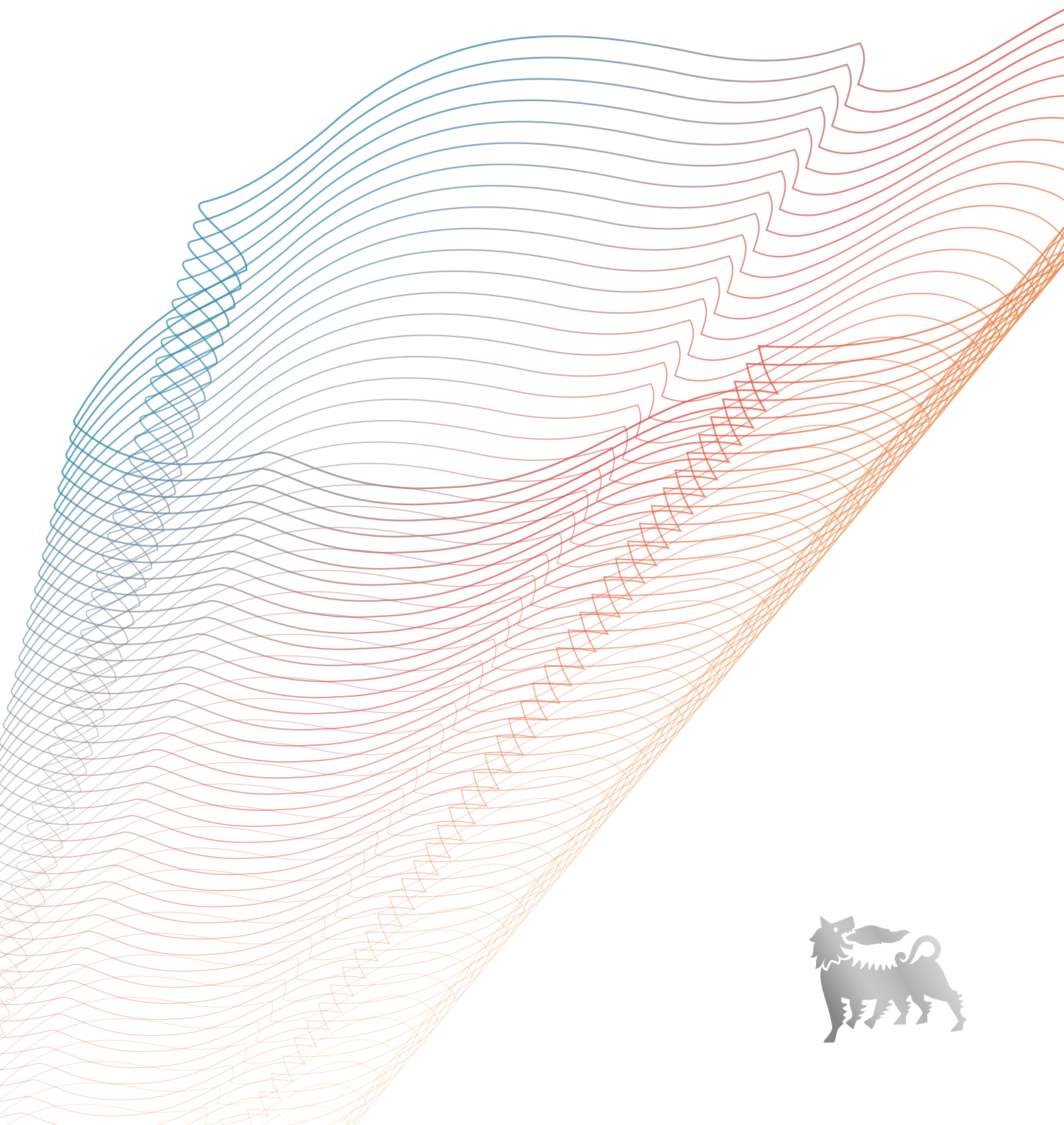


Eni
Relazione
Finanziaria
Annuale
2019



Indice

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

Attività	3
Modello di business	4
Approccio responsabile e sostenibile	5
Lettera agli azionisti	6
Eni in sintesi	12
Attività di stakeholder engagement	14
Strategia	16
Risk Management Integrato	20
Governance	24
Andamento operativo	
Exploration & Production	30
Gas & Power	49
Refining & Marketing e Chimica	54
Corporate e altre attività	60
Commento ai risultati e altre informazioni	
Commento ai risultati economico-finanziari	63
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA	88
Fattori di rischio e incertezza	96
Evoluzione prevedibile della gestione	115
Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF)	116
Altre informazioni	150
Glossario	151

153 | BILANCIO CONSOLIDATO

285 | BILANCIO DI ESERCIZIO

371 | ALLEGATI

DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO

La presente Relazione sulla gestione include la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario in adempimento ai requisiti del Decreto Legislativo n. 254/2016 in materia di dichiarazione non finanziaria, relativa ai temi:

- ambientali;
- sociali;
- attinenti al personale;
- attinenti al rispetto dei diritti umani;
- attinenti alla lotta alla corruzione.

La rendicontazione di tali temi e gli indicatori illustrati nel presente report sono stati definiti in conformità ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards).

BILANCIO INTEGRATO

La Relazione sulla gestione inclusa nella Relazione Finanziaria Annuale 2019 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance.



PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2019	2018	2017
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	69.881	75.822	66.919
Utile (perdita) operativo		6.432	9.983	8.012
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		8.597	11.240	5.803
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		2.876	4.583	2.379
Utile (perdita) netto ^(b)		148	4.126	3.374
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.392	13.647	10.117
Investimenti tecnici		8.376	9.119	8.681
di cui: ricerca esplorativa		586	463	442
sviluppo riserve di idrocarburi		5.931	6.506	7.236
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)		3.089	2.989	2.881
Dividendi pagati nell'esercizio		3.018	2.954	2.880
Totale attività a fine periodo		123.440	118.373	114.928
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		47.900	51.073	48.079
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		11.477	8.289	10.916
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		17.125	n.a.	n.a.
Capitale investito netto		65.025	59.362	58.995
di cui: Exploration & Production		53.358	50.358	49.801
Gas & Power		2.744	3.143	3.394
Refining & Marketing e Chimica		10.387	7.371	7.440
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	13,9	13,8	13,8
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.592,2	3.601,1	3.601,1
Capitalizzazione di borsa ^(d)	(€ miliardi)	50	50	50

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) L'importo 2019 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2019	2018	2017
Utile (perdita) netto				
- per azione ^(a)	(€)	0,04	1,15	0,94
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	0,09	2,72	2,12
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione ^(a)	(€)	0,80	1,27	0,66
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	1,79	3,00	1,49
Cash flow				
- per azione ^(a)	(€)	3,45	3,79	2,81
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	7,72	8,95	6,35
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	5,3	8,5	4,7
Leverage ante IFRS 16		24	16	23
Leverage post IFRS 16		36	n.a.	n.a.
Gearing		26	14	18
Coverage		7,3	10,3	6,5
Current ratio		1,2	1,4	1,5
Debt coverage		72,4	164,6	92,7
Net Debt/EBITDA adjusted		100,7	45,2	80,6
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,86	0,83	0,80
Total Share Return (TSR)	(%)	6,7	4,8	(5,6)
Dividend yield ^(c)		6,3	5,9	5,7

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

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

DIPENDENTI

	(numero)	2019	2018	2017
Exploration & Production		11.502	11.645	11.970
Gas & Power		3.015	3.040	4.313
Refining & Marketing e Chimica		11.291	11.136	10.916
Corporate e altre attività		6.245	5.880	5.735
Gruppo		32.053	31.701	32.934

INNOVAZIONE

		2019	2018	2017
Spesa in R&S	(€ milioni)	194	197	185
Spesa Digital Transformation		105	86	n.d.
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	34	43	27



SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,35	0,33
di cui: Exploration & Production		0,33	0,30	0,28
dipendenti		0,18	0,29	0,23
contrattisti		0,37	0,30	0,30
Gas & Power		0,59	0,56	0,37
dipendenti		0,46	0,34	0,45
contrattisti		0,84	0,99	0,23
Refining & Marketing e Chimica		0,27	0,56	0,62
dipendenti		0,24	0,49	0,56
contrattisti		0,29	0,62	0,69
Corporate e altre attività		0,51	0,53	0,41
dipendenti		0,20	0,55	0,21
contrattisti		1,01	0,48	1,00
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	41,20	43,35	43,15
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		32,27	33,89	33,03
CO ₂ equivalente da flaring		6,49	6,26	6,83
CO ₂ equivalente da venting		1,88	2,12	2,15
CO ₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano		0,56	1,08	1,14
Emissioni dirette di GHG - Exploration & Production		22,75	24,06	24,02
Emissioni dirette di GHG - Gas & Power		10,47	11,08	11,30
Emissioni dirette di GHG - Refining & Marketing e Chimica		7,97	8,19	7,82
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe)	19,58	21,44	22,75
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm ³)	1,9	1,9	2,3
Volumi totali oil spill (>1 barile) ^(a)	(barili)	7.258	6.687	6.559
di cui: da atti di sabotaggio operativi		6.222	4.022	3.236
		1.036	2.665	3.323
Acqua di formazione reiniettata	(%)	58	60	59
Acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda (Eni Rewind)	(milioni di metri cubi)	5,1	4,8	4,2
Acqua di falda utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata rispetto al totale acqua di falda trattata (Eni Rewind)	(%)	19	21	21
Rifiuti recuperati rispetto ai rifiuti recuperabili (Eni Rewind)		59	58	48

(a) Dati aggiornati come riportato a pagina 132.

DATI OPERATIVI

		2019	2018	2017
EXPLORATION & PRODUCTION				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.871	1.851	1.816
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.268	7.153	6.990
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	10,6	10,5
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	92	100	103
Profit per boe ^(a)	(\$/boe)	5,1	9,3	8,7
Opex per boe ^(b)		6,4	6,8	6,6
Finding & Development cost per boe ^(c)		15,5	10,4	10,4
GAS & POWER				
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	73,07	76,71	80,83
di cui: in Italia		37,85	39,03	37,43
internazionali		35,22	37,68	43,40
Vendite GNL		10,1	10,3	8,3
Capacità installata centrali elettriche	(GW)	4,7	4,7	4,7
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	21,66	21,62	22,42
Vendite di energia elettrica		39,49	37,07	35,33
REFINING & MARKETING E CHIMICA				
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,25	8,39	8,54
Quota di mercato rete in Italia	(%)	23,7	24,0	24,3
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.411	5.448	5.544
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.766	1.776	1.783
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	22,74	23,23	24,02
Tasso utilizzo impianti di raffinazione	(%)	88	91	90
Capacità di bioraffinazione	(migliaia di tonnellate/anno)	660	360	360
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	256	219	206
Produzioni di prodotti petrolchimici		8.068	9.483	8.955
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	67	76	73

(a) Relativo alle società consolidate.

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

(c) Media triennale.

Eni Relazione Finanziaria Annuale **2019**

Disclaimer

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

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.



Attività

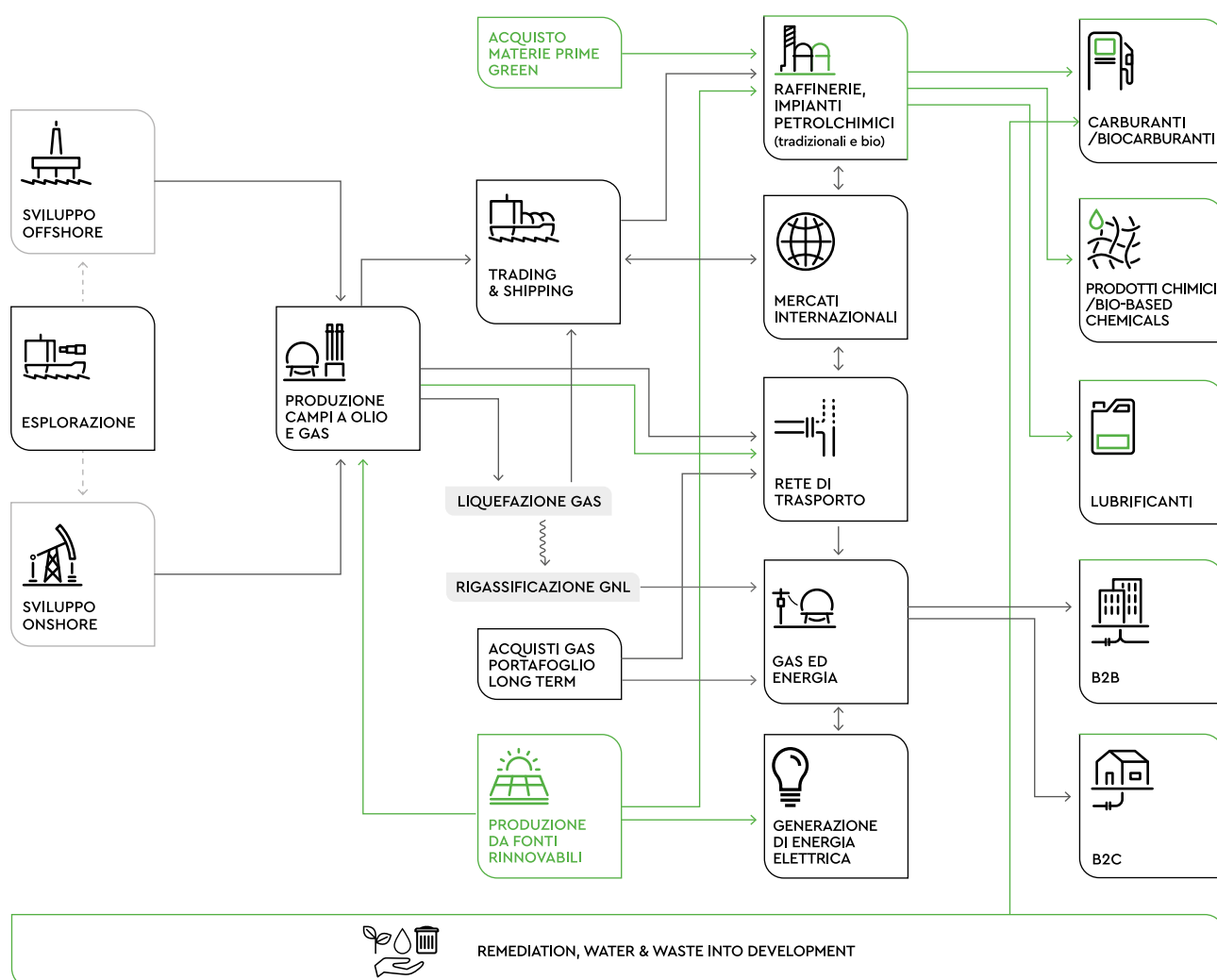
Eni è un'impresa dell'energia, presente in 66 Paesi con circa 32.000 dipendenti.

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Australia, Congo, Emirati Arabi Uniti, Egitto, Ghana, Kazakhstan, Libia, Messico, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Oman, Regno Unito e Stati Uniti, per complessivi 41 Paesi.

Eni commercializza gas, energia elettrica, GNL e prodotti in Europa e in mercati extraeuropei grazie anche alle attività di trading. Le disponibilità sono assicurate dalle produzioni di petrolio e gas upstream, da contratti long term, da un parco di centrali elettriche cogenerative, dal sistema di raffinazione Eni e dagli impianti chimici Versalis. L'approvvigionamento di materia prima è ottimizzato dal trading.

L'integrazione verticale tra le business unit consente di cogliere sinergie operative ed efficienze di costo.

Eni opera nel business delle energie rinnovabili attraverso lo sviluppo di impianti per la produzione di energie green, anche riconvertendo siti industriali dismessi attraverso iniziative di messa in sicurezza, bonifica e ripristino ambientale.



Siamo presenti
in **66** Paesi

Eni è una società integrata dell'energia che guarda al lungo termine e che vuole giocare un ruolo determinante nel processo di transizione energetica verso un futuro low carbon. La principale sfida del nostro settore è garantire l'accesso universale all'energia, in maniera efficiente e sostenibile, contrastando il cambiamento climatico, attraverso la massimizzazione dell'efficienza energetica dei propri asset e la totale eliminazione del flaring e delle perdite di metano; la crescita delle fonti low carbon nel proprio portafoglio; la crescita delle fonti a zero emissioni e lo sviluppo di iniziative di economia circolare.

La trasformazione circolare di Eni è stata avviata nel downstream con la prima riconversione al mondo di una raffineria tradizionale in bio-raffineria, la conversione dei rifiuti in prodotti energetici, grazie a tecnologie proprietarie come il Waste To Fuel e con la realizzazione di nuovi processi e prodotti che nel settore della chimica valorizzano materie plastiche di risulta, trasformandole in materie prime seconde. Competenze consolidate, tecnologie, ricerca innovativa e distribuzione geografica degli asset sono le leve per rafforzare un cambiamento fondato sulla sinergia tra stakeholder, la simbiosi industriale ed il cambiamento culturale.

Modello di business

Il modello di business di Eni è volto alla **creazione di valore per gli stakeholder e gli shareholder**, attraverso una forte **presenza lungo tutta la catena del valore**.

Come impresa integrata dell'energia, Eni infatti punta a contribuire, direttamente o indirettamente, al conseguimento degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG)** dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete, rapide ed economicamente sostenibili alle sfi-

de di contrastare il cambiamento climatico e dare accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile, per tutti.

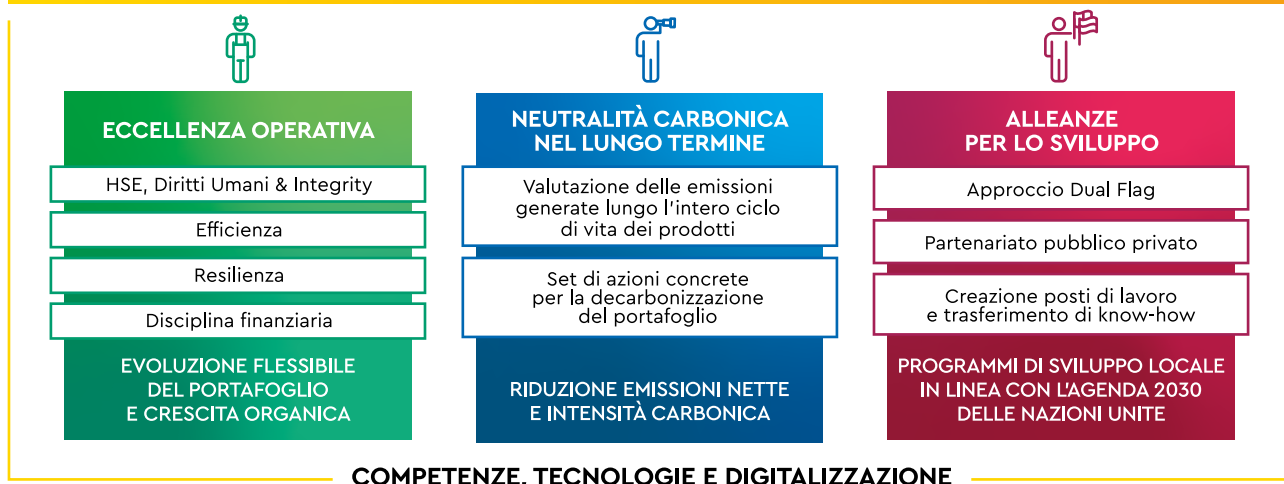
Per farlo in maniera efficace, Eni combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, estendendo quindi il proprio raggio di azione lungo tre direttrici:

1. **l'eccellenza operativa,**
2. **la neutralità carbonica nel lungo termine,**
3. **le alleanze per la promozione dello sviluppo locale.**



CREAZIONE DI VALORE PER GLI STAKEHOLDER E GLI SHAREHOLDER

Attraverso la presenza integrata in tutta la catena del valore dell'energia



1. In primo luogo, il business di Eni è costantemente indirizzato all'**eccellenza operativa**. Questo si traduce:

- in un impegno continuo alla valorizzazione delle persone e, in ambito **HSE**, alla salvaguardia della salute e della sicurezza e alla tutela dell'ambiente;
- nell'**efficienza e resilienza** delle operations, grazie a cui Eni ha accelerato il time-to-market dei progetti, riducendone il break even;
- in una solida **disciplina finanziaria**;
- nella massima attenzione alla **integrità** e al rispetto dei **diritti umani**.

Questi elementi consentono all'azienda di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e al progresso tecnologico e di **crescere organicamente**.

2. In secondo luogo, il modello di business di Eni prevede un percorso di decarbonizzazione orientato alla **neutralità carbonica nel lungo termine**.

In questo ambito, l'azienda adotta un **approccio** che guarda alle **emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici** e poggia su un **set di azioni che comprende**: la massimizzazione dell'efficienza energetica dei propri asset; la crescita delle fonti low carbon nel proprio portafoglio (con un aumento della quota di gas e bio-fuel e la produzione e commercializzazione di bio-metano); la crescita delle fonti a zero emissioni e lo sviluppo di iniziative di economia circolare. Un ruolo importante sarà inoltre svolto dall'impiego di nuove tecnologie di cattura e utilizzo della CO₂ e dallo sviluppo di progetti per la conservazione delle foreste in conformità con lo schema REDD+.

Questo approccio e questi strumenti consentiranno ad Eni di **ridurre considerevolmente la propria impronta carbonica**, sia in termini di **emissioni nette** che in termini di **intensità carbonica**.

3. La terza direttrice per la creazione di valore sono le **Alleanze per la promozione dello sviluppo locale** nei Paesi di presenza. L'impegno di Eni, infatti, non è solo rivolto alla valorizzazione delle risorse dei Paesi produttori, destinando la propria produzione di gas al mercato locale e favorendo l'accesso all'elettricità, ma anche alla promozione di un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità: dalla diversificazione delle economie locali, a progetti per la salute, l'educazione, l'accesso all'acqua e l'igiene. Questo approccio distintivo, denominato **Dual Flag**, è basato su collaborazioni con istituzioni, agenzie di cooperazione e stakeholder locali al fine di individuare gli interventi necessari per rispondere alle esigenze delle comunità in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Eni è impegnata, inoltre, nella **creazione di opportunità di lavoro e trasferisce il proprio know-how** e le proprie competenze ai propri partner locali.

Questi fattori distintivi vengono concretizzati all'interno dei Programmi per lo sviluppo locale (**Local Development Program - LDP**) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e in coerenza con i Piani Nazionali di sviluppo per favorire una crescita inclusiva, creando valore di lungo termine. Le iniziative nei Paesi di presenza fanno leva su un approccio integrato attraverso **partnership pubblico-private e alleanze** con altri attori impegnati sul territorio e riconosciuti a livello internazionale.

Il modello di business Eni si sviluppa lungo queste tre direttrici facendo leva sulle **competenze interne**, sull'**applicazione di tecnologie innovative** e sul **processo di digitalizzazione**.

Approccio responsabile e sostenibile

Per Eni l'approccio responsabile e sostenibile rappresenta la logica per la creazione di valore nel medio e lungo termine per l'azienda e per tutti gli stakeholder. Tale approccio è sottolineato nella nuova Mission aziendale che rappresenta esplicitamente il percorso di trasformazione intrapre-

so da Eni per giocare un ruolo determinante nel processo globale di "just transition" verso un futuro low carbon, favorendo l'accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile per tutti e contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG).

	IMPEGNI	PRINCIPALI RISULTATI 2019	OBIETTIVI DI SVILUPPO SOSTENIBILE
 NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE	CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività	-27% indice di intensità emissiva GHG upstream vs. 2014 -29% volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo vs. 2014 -81% emissioni fuggitive di metano upstream vs. 2014 (TARGET RAGGIUNTO)	     
 MODELLO OPERATIVO PER L'ECCCELLENZA	PERSONE Eni si impegna a sostenere il percorso di transizione attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione psico-fisica delle proprie persone e riconoscendo la diversità come risorsa	32.053 dipendenti in servizio al 31 dicembre (reported +1,1% vs. 2018, adjusted^(a) 2,0% vs. 2018) +3,2 punti percentuali incremento donne in assunzione (32,3% nel 2019 vs. 29,1% nel 2018) - Ca. 1,4 milioni di ore di formazione (+16,5% vs. 2018) 12.000 profili professionali mappati ad oggi	    
	SICUREZZA Eni considera la sicurezza sul posto di lavoro un valore imprescindibile da condividere tra i dipendenti, i contrattisti e gli stakeholder locali e si impegna ad azzerare il verificarsi degli incidenti	- TRIR^(b) 0,34 - TRIR -3% vs. 2018 (-52% vs. 2014)	 
	RISPETTO PER L'AMBIENTE Eni promuove l'uso efficiente delle risorse naturali e la tutela delle aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione e si impegna a non effettuare attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO	- Formalizzazione impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO - Estensione della mappatura del rischio biodiversità a tutte le linee di business - Adesione al CEO Water Mandate di Eni 89% riutilizzo delle acque dolci -12% prelievi di acqua di mare vs. 2018 -15% rifiuti da attività produttive generati vs. 2018 -61% barili sversati da oil spill operativi vs. 2018	      
	DIRITTI UMANI Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto verso partner e stakeholder	- Pubblicato primo report "Eni for Human Rights" - Classificata nel top 4% tra le 200 società valutate dal CHRB^(c) - Firma del "CEO Guide to Human Rights" del WBCSD^(d) 97% contratti di security con clausole sui Diritti Umani 100% nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	     
	TRASPARENZA E INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi	- Adesione ad EITI^(e) dal 2005 9 Paesi in cui Eni supporta i Multistakeholder Group EITI a livello locale 27 audit con verifiche anti-corruzione	 
 ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE	MODELLO DI COOPERAZIONE Il modello di cooperazione integrato nel modello di business costituisce un elemento distintivo di Eni, che mira a supportare i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo	€95,3 milioni di investimenti per lo sviluppo locale - Siglati partnership con UNIDO per contribuire all'SDG 9 - Siglati MoU con Angola e Mozambico che coniugano il business tradizionale con l'impegno per la crescita diversificata e sostenibile	          
	INNOVAZIONE TECNOLOGICA Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business	€194 milioni investiti in ricerca e sviluppo tecnologico 34 domande di primo deposito brevettuale di cui 15 depositi sulle fonti rinnovabili	    

(a) Crescita a parità di perimetro, principalmente per cessione Agip Oil Ecuador.

(b) Total Recordable Injury Rate.

(c) Corporate Human Rights Benchmark.

(d) World Business Council for Sustainable Development.

(e) Extractive Industries Transparency Initiative.

Lettera agli azionisti



EMMA MARCEGAGLIA
Presidente



CLAUDIO DESCALZI
Amministratore Delegato

Cari Azionisti,

Alla fine del nostro secondo mandato e all'inizio di un decennio determinante per la definizione del futuro del settore Oil & Gas, siamo orgogliosi di consegnare agli azionisti una Compagnia con eccellenti fondamentali, in grado di generare ritorni al top dell'industria grazie a una cash neutrality progressivamente ridotta e con una strategia che coniuga gli obiettivi di continuo sviluppo in un mercato dell'energia in forte evoluzione con una significativa riduzione dell'impronta carbonica del portafoglio, contribuendo attivamente al processo di transizione energetica e supportando gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Nonostante lo scenario sfavorevole che ha caratterizzato l'industria dal 2014, siamo cresciuti organicamente in modo finanziariamente disciplinato facendo leva sull'esplorazione di successo valorizzata anche secondo il Dual Exploration Model e sulla riduzione del time-to-market delle riserve, aggiornando di anno in anno i nostri record di produzione di olio e gas con un incremento complessivo del 17% rispetto al 2014, raggiungendo un livello di 1,87 milioni di boe/giorno. Abbiamo rafforzato il portafoglio di business, diversificando la presenza geografica con un migliore bilanciamento lungo la catena del valore grazie all'espansione in Medio Oriente sia nell'upstream, sia con l'acquisizione del 20% in ADNOC Refining, alla crescita in Egitto e Indonesia e all'ingresso in Messico, allo sviluppo su scala globale del business del GNL sfruttando l'integrazione upstream-G&P, nonché al potenziamento della piattaforma produttiva in Norvegia con l'operazione Vår Energi e il successivo acquisto da parte di questa società degli asset ExxonMobil. Abbiamo ristrutturato i business del gas e della raffinazione attraverso azioni di efficienza e di ottimizzazione, rendendoli non solo finanziariamente autosufficienti, ma anche in grado di contribuire stabilmente alla generazione di cassa del Gruppo.

Questa strategia ha dimezzato la cash neutrality, oggi in grado di coprire i costi, gli investimenti e il dividendo con il cash flow della gestione a un prezzo del Brent, allo scenario di budget, di 55 \$/barile rispetto ai 114 \$/barile della baseline 2014. L'attuazione è avvenuta senza l'aumento ma anzi con la riduzione degli investimenti e così l'indebitamento finanziario netto è stato ridotto del 16% al di sotto dei €12 miliardi, dopo la distribuzione nel periodo di dividendi per cassa per oltre €19 miliardi e la prima tranche del buy-back dell'azione Eni per €0,4 miliardi.

Il business Oil & Gas tradizionale ha sostanzialmente accelerato il proprio percorso di decarbonizzazione riducendo la propria intensità emissiva al ritmo del 6% annuo dalla baseline 2014 [-27% cumulato nel periodo]. Al percorso di decarbonizzazione hanno inoltre contribuito lo sviluppo di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in sinergia con gli asset in portafoglio, la riconversione bio delle raffinerie, il lancio della chimica verde e dei progetti di economia circolare basati sull'utilizzo di materie prime sostenibili e sul riciclo/riuso dei prodotti di scarto (organici e non) e, infine, l'avvio delle iniziative forestry di conservazione delle foreste, complementari alla strategia low carbon.

PROFILO DELL'ANNO

Il primo driver di creazione di valore di Eni è l'esplorazione, competenza distintiva della Compagnia. In questi anni, la nostra esplorazione ha assicurato sia il rimpiazzo delle riserve prodotte con un discovery cost per boe competitivo, primo tassello per la riduzione del break even dei progetti upstream, sia un robusto contributo alla generazione di cassa attraverso l'applicazione del Dual Exploration Model. Questa strategia prevede la monetizzazione anticipata delle scoperte, mediante la diluizione degli elevati working interest posseduti da Eni negli asset esplorativi, mantenendo l'operatorship, ovvero in chiave di asset swap come nel caso dell'ingresso nell'upstream degli Emirati Arabi Uniti avvenuto in contropartita alla cessione di una quota del 10% nella scoperta di Zohr. Il Dual Exploration Model ha generato incassi per circa \$11 miliardi, di cui il più recente esempio è la cessione finalizzata a fine 2019 del 20% dell'area di scoperta East Sepinggan nell'offshore dell'Indonesia. Nella conduzione delle attività esplorative, Eni ha sapientemente coniugato esplorazione high-risk/high-rewards con l'esplorazione di prossimità, cioè iniziative di scoperta di risorse incrementali in aree mature in grado di assicurare rapido sostegno alla produzione e ai cash flow grazie alle sinergie con le infrastrutture esistenti. Esempi di tale approccio sono nel 2019 le tre scoperte in Egitto e una in Nigeria contestualmente allacciate alla produzione, nonché la ripresa dell'esplorazione nel Blocco 15/06 in Angola con l'obiettivo di allungare la vita utile delle FPSO in produzione che ha portato a ben cinque scoperte individuando 2 miliardi di barili di olio in posto, di cui la prima, Agogo, è stata recentemente avviata in produzione.

Nei sei anni abbiamo scoperto risorse per circa 6 miliardi di boe, rimpiazzando ampiamente la produzione, a un costo medio unitario di circa 1,1 \$/boe; nel 2019 abbiamo individuato 0,8 miliardi di riserve o risorse in aree near-field (Egitto, Algeria, Angola, Nigeria, Ghana e Norvegia) e di frontiera (Vietnam e Indonesia). Il portafoglio di titoli esplorativi è stato rinnovato in questi anni e nel 2019 copre una superficie di circa 360.000 chilometri quadrati di cui 36.000 chilometri quadrati acquisiti nel 2019.

La riduzione del time-to-market delle riserve è l'altro grande driver di creazione di valore dell'upstream. Dal 2014 i tempi di avvio dei progetti sono stati dimezzati a 3,6 anni dalla data di scoperta rispetto a una media dell'industria pari a quasi il doppio, facendo leva su un modello di sviluppo efficiente ed originale basato sull'approccio fast-track che consiste nell'esecuzione in parallelo di diverse attività progettuali e realizzazione per fasi dei progetti per minimizzare il capitale inattivo, nonché nell'insourcing di fasi critiche di sviluppo alle quali applicare le nostre distinte competenze industriali (quali l'ingegneria di dettaglio, la supervisione della costruzione e il commissioning). Nel 2019 abbiamo avviato sei nuovi giacimenti, in particolare Area 1 nell'offshore del Messico a soli undici mesi dalla FID, Berkine North in Algeria, Baltim SW in Egitto, Nasr fase 2 in EAU, Trestakk in Norvegia e Agogo in Angola. Questi avvii insieme al ramp-up dei progetti in corso, tra i quali in particolare Zohr che ha raggiunto il record produttivo di 2,7 bcf/giorno, hanno contribuito circa 250 mila boe/giorno di nuova produzione al plateau dell'anno. In aggiunta agli start-up 2019, la crescita produttiva a medio termine sarà sostenuta dalle cinque decisioni finali d'investimento assunte nell'anno, relative alla risorse del Berkine Nord fase 2 in Algeria, Balder X nel portafoglio di Vår Energi, la struttura gas di Dalma in EAU e l'upgrading del progetto GNL di Bonny in Nigeria.

La nostra piattaforma produttiva è stata rafforzata grazie all'espansione in Medio Oriente, all'ingresso nell'upstream del Messico, allo sviluppo delle riserve in Egitto presso Zohr e la Great Nooros Area, nonché alla riorganizzazione della presenza in Norvegia grazie alla costituzione con partner locali della joint venture Vår Energi, che nel suo primo anno di vita ha finalizzato l'acquisizione degli asset di ExxonMobil, che fanno di Vår Energi la seconda più grande società dell'upstream norvegese con un potenziale di crescita atteso fino a 350 mila boe/giorno nel 2023. Tali iniziative hanno contribuito in maniera decisiva al migliore bilanciamento della distribuzione geografica del portafoglio di Eni, in linea con la nostra strategia.

L'eccellenza nelle fasi di esplorazione e sviluppo da cui deriva il contenimento dell'F&D cost unitamente al controllo dei costi operativi ci hanno permesso di dimezzare il break even medio dei progetti in esecuzione a 23 \$/barile, rendendoli competitivi in tutti gli scenari di decarbonizzazione.

I successi esplorativi e il progress nella promozione delle riserve hanno consentito di raggiungere un tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe del 92% ovvero del 100% al netto dell'effetto prezzo, che si eleva al 117% su base all sources; la media organica triennale è del 98%.

Altra leva di trasformazione è stata l'investimento nella digitalizzazione delle attività. In particolare, nel corso del 2019 abbiamo investito circa €100 milioni nella trasformazione digitale focalizzata sulla sicurezza delle nostre persone, sull'asset integrity, l'efficienza e l'efficacia dei processi operativi e interni e l'attenzione verso i clienti. Presso il Centro Olio Val D'Agri, il programma di trasformazione, sostanzialmente completato, ha contribuito alla riduzione delle fermate

impianto per eventi non pianificati e dei rischi operativi e ha consentito di ridurre i consumi energetici d'impianto e corrispondenti emissioni di CO₂ da combustione e processo.

I business mid-downstream sono stati oggetto di una profonda ristrutturazione ed ora sono finanziariamente sostenibili nel lungo termine. I risultati sono ancora più significativi considerando le debolezze strutturali dello scenario wholesale gas, della raffinazione e delle commodity chimiche a causa dell'eccesso di offerta e della pressione competitiva.

Nel business G&P abbiamo rinegoziato il portafoglio contratti long term allineandolo alle condizioni dei mercati finali ed ottimizzato la logistica, recuperando i volumi di gas pagati e non ritirati con un beneficio finanziario di circa €2 miliardi. Siamo cresciuti nel GNL grazie all'integrazione con il business upstream, massimizzando il valore del gas equity e sostenendo la fase di FID dei progetti operati. Oggi possiamo contare su un portafoglio di 9,5 milioni di tonnellate/anno di volumi contrattati che crescerà progressivamente nel medio termine in linea con il ramp-up/avvio di nuove produzioni di gas equity. Il business retail G&P è diventato uno stabile generatore di valore grazie alla selettività nella fase di acquisizione, al controllo del credito, alla maggiore efficienza della macchina organizzativa e commerciale, allo sviluppo dei servizi innovativi extra-commodity, nonché alla continua crescita del portafoglio clienti che ha raggiunto a fine 2019 i 9,4 milioni di POD. Con l'ottica di incrementare la proposizione di valore per il cliente è stata acquisita nel 2019 la società Evolvere grazie alla quale Eni diventa leader nella generazione distribuita di energia rinnovabile da impianti fotovoltaici in Italia, in linea con la mission di Eni, che punta a creare valore attraverso la transizione energetica.

La ristrutturazione di R&M ha fatto leva sulle tecnologie proprietarie, sulle opportunità offerte dalla transizione energetica e sulla crescita selettiva. Abbiamo riconvertito i due siti strutturalmente non competitivi di Venezia e Gela in moderne bio-raffinerie con una capacità di lavorazione di 1 milione di tonnellate/anno (a regime dal 2021) che utilizzano la tecnologia proprietaria Ecofining per la produzione di diesel a minore contenuto carbonico, con ricadute positive sui territori. In particolare Gela, avviata ad agosto 2019, è progettata per trattare cariche advanced e unconventional, queste ultime derivanti da scarti della produzione alimentare.

Nel 2019 abbiamo finalizzato per il corrispettivo di \$3,24 miliardi l'acquisizione del 20% di ADNOC Refining, complesso di raffinazione di elevata qualità, dal quale Eni intende estrarre ulteriore valore applicando le proprie tecnologie di incremento della flessibilità operativa e miglioramento dell'efficienza energetica. L'operazione che incrementa del 35% la nostra capacità di raffinazione, rende il portafoglio di Eni sempre più integrato lungo la catena del valore e ancor più resiliente rispetto a uno scenario economico volatile.

Nel marketing oil gli investimenti di upgrading della rete, il miglioramento del servizio, l'efficienza e lo sviluppo del non oil hanno sostenuto una redditività solida e in costante crescita.

Nella Chimica abbiamo progressivamente ridotto il peso dei business commodity esposti alla volatilità dello scenario utilizzando la leva tecnologica per potenziare i segmenti specialties e la chimica verde e da riciclo come ad esempio la linea di prodotti Versalis Revive®, sviluppati nei laboratori di ricerca Versalis.

Al centro delle nostre strategie c'è la volontà della Compagnia di diventare sempre più sostenibile con un ruolo da protagonista nella realizzazione di una transizione energetica socialmente equa in grado di preservare l'ambiente e garantire l'accesso universale all'energia. Il percorso di decarbonizzazione Eni è stato accelerato in questi sei anni facendo leva su interventi diffusi di efficienza energetica, lo sviluppo del business delle energie rinnovabili, il lancio di progetti di economia circolare e l'avvio della partecipazione in iniziative forestry di conservazione delle foreste.

In questo periodo abbiamo ridotto del 27% l'intensità emissiva dell'upstream da circa 27 tonnellate di CO₂ eq/migliaia di boe nel 2014 a meno di 20 tonnellate di CO₂ eq/migliaia di boe nel 2019; il volume di idrocarburi inviato a flaring di processo è diminuito del 29% e le emissioni fuggitive di metano dell'81% rispetto al 2014. I nostri progetti di sviluppo sono selezionati verificandone la compatibilità con i nostri target emissivi.

Lo sviluppo del business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è avvenuto secondo un modello originale che fa leva sulle sinergie industriali, commerciali, logistiche e contrattuali ottenibili dall'integrazione con gli asset esistenti. Nell'ultimo biennio abbiamo realizzato ben 19 unità di generazione di energia da fonti rinnovabili (fotovoltaico ed eolico) con una capacità oggi installata di 190 MW e un'ampia diversificazione geografica: Italia, Algeria, Kazakhstan, Australia, Pakistan e Tunisia. Fattore chiave della nostra strategia low carbon è l'evoluzione del Gruppo verso l'economia circolare che si basa sulla sostenibilità delle materie prime (come biomasse e materie prime seconde), sui driver di riciclo/riuso e recupero di materie prime da prodotti di scarto e sulla conversione degli asset in ottica bio e low carbon. La trasformazione di Eni in chiave di economia circolare parte dal downstream e dalle tecnologie proprietarie. Abbiamo realizzato i due grandi progetti di Venezia e di Gela nel 2019, di riconversione di raffinerie tradizionali in bio-raffinerie ottenendo un sensibile miglioramento della matrice ambientale grazie alla riduzione delle emissioni nocive rispetto ai cicli tradizionali (-70% nel caso di Gela). Sempre a Gela abbiamo avviato l'impianto pilota di conversione della frazione organica dei rifiuti civili in prodotti energetici sulla base della nostra tecnologia Waste to Fuel. Nella Chimica stiamo rea-

lizzando nuovi prodotti e processi che valorizzano materie plastiche di scarto per trasformarle in materie prime seconde o in nuovi prodotti direttamente commercializzabili come nel caso della linea di plastiche da riciclo Versalis Revive®.

Il 2019 vede l'ingresso di Eni nelle iniziative forestry per la conservazione delle foreste, che nel lungo termine saranno uno dei driver della nostra strategia low carbon. Il primo accordo è stato fatto in Zambia con un partner esperto in progetti di conservazione delle foreste a lungo termine per entrare come membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project, con il nostro impegno ad acquistare per 20 anni, fino al 2038, crediti di carbonio certificati secondo standard internazionali.

Gli altri pilastri della sostenibilità sociale e ambientale di Eni sono l'approccio Dual Flag e il valore delle partnership. Elemento distintivo di Eni è la conduzione del business secondo il criterio della creazione di valore sia per la Società sia per gli Stati in cui operiamo, nella convinzione che questo rafforzi le relazioni di lungo termine e in definitiva la nostra capacità di accesso alle riserve. Esempi dell'approccio Dual Flag sono il progetto gas in Ghana e il recente MoU firmato con l'Angola per l'attuazione di una serie di iniziative di sostenibilità e miglioramento della qualità della vita aventi come target una comunità di 180.000 persone, compresa la realizzazione di una centrale fotovoltaica da 50 MW.

In coerenza con la nostra strategia di decarbonizzazione e con il nostro impegno per gli SDG ONU, abbiamo promosso in questo periodo partnership con soggetti privati e istituzioni pubbliche con l'idea di condividere competenze, professionalità e risorse relazionali al fine di rendere più incisive le nostre iniziative. In particolare siamo partner di varie agenzie delle Nazioni Unite: ad esempio nel 2019 abbiamo firmato con UNIDO (agenzia ONU per lo sviluppo industriale) una dichiarazione congiunta per sostenere la crescita dell'occupazione giovanile, il supporto alla filiera agroalimentare e all'energia rinnovabile in Africa.

PIANO DI MEDIO-LUNGO TERMINE

Dopo una fase di profonda trasformazione che ha consentito al Gruppo di crescere e diversificare il proprio portafoglio di attività, rafforzando nel contempo la struttura finanziaria, Eni è ora pronta ad una nuova fase di evoluzione del proprio modello di business fortemente orientato alla creazione di valore nel lungo termine, che combina la sostenibilità economico finanziaria con quella ambientale.

Questa evoluzione sarà, ancora una volta, realizzata facendo leva su know-how, tecnologie proprietarie, innovazione e sulla flessibilità e resilienza degli asset della società, che consentiranno di cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza, oltre che di migliorare ulteriormente la sicurezza sul lavoro.

I principi fondanti che ispirano e guidano le attività e le azioni del Piano sono:

- contribuire attivamente al raggiungimento di tutti i 17 SDG, su cui si fonda la mission Eni;
- massimizzare l'integrazione del portafoglio lungo tutta la catena del valore, dalla produzione ai clienti finali;
- garantire una rigorosa disciplina finanziaria nelle politiche di investimento e una solida struttura patrimoniale del Gruppo a sostegno della generazione di cassa;
- mantenere una politica di remunerazione progressiva degli azionisti.

Sulla base di questi principi sono state definite strategie e obiettivi operativi al 2035 e al 2050, che delineano il percorso evolutivo e integrato dei singoli business. La velocità dell'evoluzione e il contributo relativo dei business dipenderanno dall'andamento del mercato, dallo scenario tecnologico e dalla normativa di riferimento.

L'Eni del futuro sarà ancor più sostenibile. Sarà rinforzata nel suo ruolo di attore globale nel mondo dell'energia, arricchita da business quali le rinnovabili e l'economia circolare, oggi ai primi passi ma con uno sviluppo futuro di rilievo e altamente connesso ai business esistenti. La produzione Oil & Gas, che prevediamo raggiunga il plateau nel 2025, sarà destinata a ridursi negli anni successivi, principalmente nella componente olio. Ne risulterà un portafoglio ancor meglio bilanciato e integrato che farà della flessibilità e della remunerazione competitiva i suoi ulteriori punti di forza.

L'evoluzione del portafoglio di business avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica, i cui obiettivi sono fissati fin da ora. Per primi ci siamo dati una metodologia di calcolo delle emissioni omnicomprensiva che include emissioni dirette e indirette derivanti dall'uso finale dei prodotti, indipendentemente dal fatto che siano di nostra produzione o acquistati da terzi. Di conseguenza, i target di riduzione delle nostre emissioni assolute di GHG non hanno una quantificazione direttamente comparabile con altre metodologie per l'ampiezza della rilevazione.

In particolare, Eni perseguirà una strategia che punta a:

- ottenere al 2050 la riduzione dell'80% delle emissioni nette scope 1, 2 e 3, riferibili all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti (ben oltre la soglia del 70% indicata dalla IEA nello scenario SDS compatibile con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi) e del 55% dell'intensità emissiva rispetto al 2018;
- rinforzare il proprio ruolo di attore globale nel mercato dell'energia, facendo leva su un mix di portafoglio delle proprie attività sempre più bilanciato e integrato;

- valorizzare al massimo la flessibilità del proprio portafoglio di attività, capace di rispondere ai fattori esterni di mercato e allo stesso tempo pronto a valorizzarne al massimo le opportunità;
- generare valore per i propri azionisti mantenendo l'attuale politica di remunerazione progressiva.

Sono confermati e ulteriormente estesi gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione:

- net-zero carbon footprint al 2030 per le emissioni scope 1 e 2 delle attività upstream;
- net-zero carbon footprint per le emissioni scope 1 e 2 di tutte le attività del Gruppo al 2040.

PIANO D'AZIONE 2020-2023

Considerate le incertezze legate all'outlook macroeconomico e politico e la complessità dell'interazione tra le misure di contrasto al cambiamento climatico e domanda energetica, manteniamo un approccio finanziario prudente nelle decisioni d'investimento. Il piano di investimenti quadriennale, focalizzato su progetti ad alto valore e rapido ritorno, prevede investimenti di circa €32 miliardi al 2023 ed è caratterizzato da un elevato livello di flessibilità con circa il 60% di investimenti non ancora contrattualizzati nel 2022-2023. Il programma di investimenti di Eni è di alto valore e resiliente anche in uno scenario sfidante; in particolare, l'attuale portafoglio di progetti upstream in esecuzione ha un prezzo di break even pari a 23 \$/bl (25 \$/bl nel precedente piano) e un IRR complessivo di circa il 25%, questi progetti rimangono competitivi anche in presenza di scenari low carbon; infatti, adottando lo scenario IEA SDS che prevede l'applicazione globale di un costo per le emissioni dirette di CO₂ fortemente crescente, l'IRR complessivo si ridurrebbe di 0,7 punti percentuali.

Nella E&P intendiamo massimizzare la generazione di cassa attraverso la crescita organica, i successi esplorativi e l'efficienza nello sviluppo e nelle operations. Nel quadriennio 2020-2023 ci attendiamo una crescente generazione di cassa con un free cash flow organico cumulato superiore a €25 miliardi.

Lo sviluppo dei progetti Oil & Gas in portafoglio consentirà di raggiungere un tasso di crescita delle produzioni del 3,5% media annua nell'arco di piano raggiungendo il plateau di 2,2 milioni di boe/giorno. I ramp-up di giacimenti esistenti e gli avvii pianificati contribuiranno al 2023 circa 800 mila boe/giorno. Gli avvii sono ben diversificati dal punto di vista geografico e comprendono lo sviluppo dell'hub 15/06 in Angola, la messa in produzione del cluster di scoperte dell'Area 1 in Messico dopo l'avvio in early production nel 2019, i progetti del portafoglio di Vår Energi in Norvegia (Balder X, Johan Castberg e Breidablikk), lo start-up produttivo di Coral in Mozambico, Merakes in Indonesia e Nenè fase 2B in Congo e le strutture gas di Dalma in EAU. La visibilità su questi progetti è elevata poiché la maggior parte è già in fase di sviluppo, mentre la FID per quelli da avviare allo sviluppo è attesa nel 2020. Gli investimenti programmati per la promozione delle riserve e gli interventi di ottimizzazione della produzione sono di €21 miliardi. Prevediamo quattordici FID rilevanti che ci assicureranno flessibilità e opzioni di crescita oltre l'orizzonte di piano.

Le direttrici strategiche dell'esplorazione sono la disciplina finanziaria nello spending e il bilanciamento tra iniziative near-field/aree proven ed esplorazione di frontiera high-risk/high-reward che sarà attuata in base ai criteri di operatorship ed elevato working interest in funzione della possibile applicazione del Dual Exploration Model in caso di successo. Le attività saranno selezionate in modo da garantire la diversificazione geografica e saranno localizzate principalmente in promettenti bacini in Medio Oriente, Messico, Norvegia e Far East. L'obiettivo è scoprire 2,5 miliardi di boe al costo unitario competitivo di 1,5 \$/boe. La conduzione delle operazioni sarà focalizzata sul continuo sviluppo e implementazione di nuove tecnologie per il miglioramento della performance nel drilling e riduzione rischi di blow out, sull'asset integrity e sull'efficienza energetica.

La creazione di valore nel business wholesale gas di G&P farà leva sul de-risking delle attività e sulla crescita nel GNL. Le direttrici strategiche sono la costante rinegoziazione dei contratti per assicurare l'allineamento dei prezzi ai livelli di mercato e ottenere maggiori flessibilità contrattuali, l'ottimizzazione dei costi di logistica sunk e lo sfruttamento/sviluppo degli asset e delle flessibilità del portafoglio per incrementare i margini. Nel business GNL intendiamo crescere in sinergia con l'upstream per massimizzare il valore delle riserve equity e per entrare in nuovi mercati; l'obiettivo è un portafoglio contrattato di 16 MTPA al 2025, di cui circa il 70% da produzioni equity, in particolare Mozambico, Egitto e Nigeria.

Intendiamo estrarre valore dal business retail G&P attraverso la crescita selettiva nel mercato domestico, il continuo miglioramento dell'efficienza operativa e della customer experience, il controllo del credito e lo sviluppo dei servizi extracommodity facendo leva sullo sviluppo della domanda di efficienza energetica e della generazione distribuita. L'obiettivo a fine piano è un portafoglio di circa 11 milioni di clienti con una crescita del 15% rispetto al 2019.

Prevediamo un forte incremento di redditività di R&M a parità di scenario grazie alle azioni definite nel piano di crescita ed efficienza e alle sinergie con il percorso di decarbonizzazione e di transizione all'economia circolare. Il piano di potenziamento di ADNOC Refining concordato con gli altri partner della venture ci permetterà di massimizzare il ritorno dell'investimento facendo leva su interventi a tecnologia Eni di upgrading della flessibilità operativa della raffineria con conseguente riduzione del costo del feedstock, miglioramento dell'efficienza energetica e mirati incrementi di capacità. Il sistema di raffinazione Europa sarà consolidato grazie al riavvio dell'unità EST a Sannazzaro e altre ottimizzazioni. La capacità di lavorazione green sarà portata al regime target di 1 milione tonnellate/anno (dal 2021) per effetto del ramp-up di Gela e di potenziamenti su Venezia, mentre il

mix di cariche green sarà progressivamente spostato a beneficio di quelle advanced e di seconda generazione sfruttando le iniziative di circolarità Eni con l'obiettivo di azzerare il palm oil entro il 2023. Nel marketing prevediamo risultati stabili e robusti grazie alle azioni di difesa dei volumi, in particolare nei segmenti a elevata marginalità, agli investimenti di ammodernamento e miglioramento dell'efficienza, all'evoluzione da stazione di rifornimento a stazione di servizi, nonché allo sviluppo dei servizi di smart mobility e di vendita di carburanti alternativi.

Il piano industriale Versalis prevede il riposizionamento strategico del business attraverso le direttrici del consolidamento degli asset tradizionali per aumentarne la resilienza allo scenario, lo spostamento del mix produttivo a beneficio delle specialties caratterizzate da maggiori margini e minore volatilità e l'accelerazione della trasformazione green e in chiave di economia circolare. In quest'ultimo ambito sarà ottimizzata la piattaforma produttiva di Matrica che sarà in grado di ottenere applicazioni di elevato valore per l'industria elettronica, della cosmesi e nel campo dei bio-erbicidi, sarà avviata la produzione di bioetanolo da biomasse e sviluppate le iniziative circolari per la produzione di plastiche da riciclo (meccanico e chimico).

La strategia di decarbonizzazione nel breve termine progredirà lungo le direttrici definite: continuo miglioramento dell'efficienza energetica nelle operations, incremento dell'incidenza della produzione di gas sul totale idrocarburi, sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, trasformazione in chiave di economia circolare dei business downstream e il ramp-up delle iniziative forestry. La prima milestone di questo percorso, con un'ottica necessariamente di lungo termine, è il conseguimento della net carbon neutrality del business upstream in relazione ai volumi di produzione equity al 2030.

A medio termine prevediamo il raggiungimento dello zero flaring tecnico nel 2023, l'ulteriore riduzione dell'intensità emissiva upstream che rispetto al 2014 sarà ridotta del 38% per lo stesso anno, lo sviluppo dei progetti di energia rinnovabile con target di capacità installata di 3 GW al 2023 con ramp-up fino a 5 GW al 2025 facendo leva su partnership strategiche, quali quella con CDP in Italia, nonché allo sviluppo dei progetti misti di decarbonizzazione/economia circolare relativi all'utilizzo delle cariche di seconda generazione nelle bio-raffinerie, allo sviluppo della produzione di plastiche da riciclo e di bioetanolo, nonché l'avvio da qui al 2025 di unità Waste to Fuel per il trattamento della frazione organica di rifiuti urbani prodotti da sei milioni di abitanti equivalenti in Italia con la formula del partenariato pubblico-privato. Lo sviluppo delle iniziative di decarbonizzazione e dei progetti di economia circolare sarà sostenuto da un programma di investimenti di €4 miliardi di cui il 65% dedicato all'incremento della capacità di generazione rinnovabile.

In definitiva, le iniziative del piano finalizzate a massimizzare il valore del nostro portafoglio asset consentiranno a Eni di ridurre ulteriormente la cash neutrality rafforzando sempre di più la sostenibilità ambientale della Compagnia coerentemente agli SDG dell'ONU.

Alle donne e agli uomini di Eni va il nostro apprezzamento per la qualità e la costanza dell'impegno profuso in questi anni, senza i quali la Compagnia non avrebbe raggiunto i risultati che ci rendono orgogliosi.

Sulla base dei risultati realizzati nel 2019 proporremo all'Assemblea del prossimo 13 maggio un dividendo unitario di €0,86, di cui €0,43 già distribuito in acconto. In considerazione delle azioni previste nell'orizzonte di piano, Eni conferma la politica di remunerazione degli azionisti e per il 2020 prevede un dividendo pari a €0,89 per azione in crescita del 3,5% e una manovra di buyback di €400 milioni.

27 febbraio 2020

per il Consiglio di Amministrazione

Emma Marcegaglia
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato



Eni in sintesi

€8,60 MLD

-24% vs. 2018

UTILE OPERATIVO ADJ
DI GRUPPO

€12,1 MLD

-4% vs. 2018

a seguito del peggioramento
dello scenario

FLUSSO DI CASSA NETTO
DA ATTIVITÀ OPERATIVA ADJ

55 \$/barile

CASH NEUTRALITY 2019
A SCENARIO DI BUDGET

0,34 TRIR

IN RIDUZIONE DEL 3%
VS. 2018

Nel 2019 Eni ha conseguito eccellenti risultati, rafforzato il portafoglio di business attraverso la diversificazione geografica grazie all'espansione in Medio Oriente sia nell'upstream sia con l'acquisto della partecipazione del 20% in ADNOC Refining, alla crescita in Egitto e Indonesia, allo sviluppo su scala globale del business del GNL, nonché al potenziamento della piattaforma produttiva in Norvegia con l'operazione Vår Energi e il successivo acquisto da parte della JV degli asset ExxonMobil. È stato avviato il processo di riposizionamento strategico di R&M e della Versalis nei business green e dell'economia circolare con l'avvio della bio-raffineria di Gela e il lancio della nuova linea di polimeri da riciclo meccanico delle plastiche usate.

Il business Oil & Gas tradizionale è stato reso più solido anche grazie all'accelerazione del percorso di decarbonizzazione con la riduzione dell'intensità emissiva upstream al ritmo del 6% annuo dalla base-line 2014 (-26% cumulato nel periodo), lo sviluppo del business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in sinergia con gli asset in portafoglio, la riconversione bio delle raffinerie, il lancio della chimica verde e dei progetti di economia circolare basati sull'utilizzo di materie prime sostenibili e sul riciclo/riuso dei rifiuti (organici e non) e, infine, con l'avvio delle iniziative "forestry" di conservazione delle foreste, complementari alla strategia low carbon.

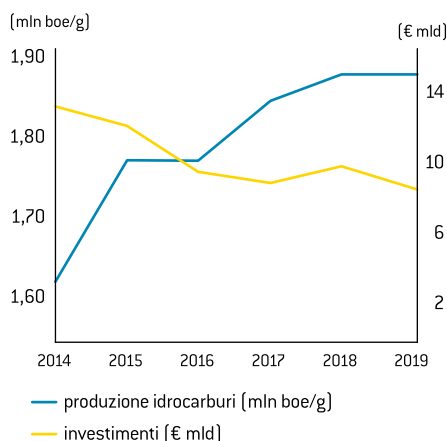
Tali risultati sono maturati in un contesto operativo e di mercato sfidante a causa del rallentamento del ciclo macroeconomico globale, della decelerazione nel commercio internazionale nonché di sviluppi geopolitici avversi. L'insieme di questi fattori ha frenato la domanda di commodity energetiche e i consumi di carburanti e di materie plastiche a livello globale, amplificando gli impatti negativi della sovrapproduzione di petrolio e gas nella fase upstream e della pressione competitiva da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose e dell'eccesso di capacità nelle fasi downstream raffinazione/chimica.

BRENT DATED (\$/barile)	SERM (\$/barile)	CAMBIO MEDIO EUR/USD	PSV vs. TTF (€/kmc)
2019 64,30	2019 4,3	2019 1,119	2019 29
2018 71,04	2018 3,7	2018 1,181	2018 17
2017 54,27	2017 5,0	2017 1,130	2017 28

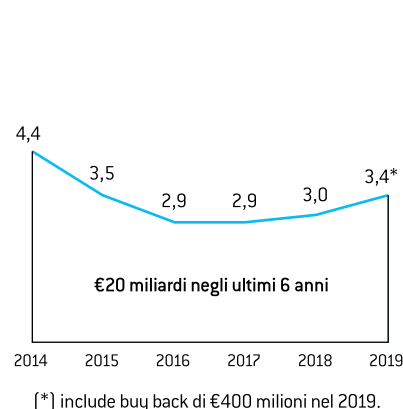
Nonostante lo scenario sfavorevole e i vincoli di cassa, Eni è riuscita a coniugare crescita e disciplina finanziaria facendo leva sull'esplorazione di successo e sulla riduzione del time-to-market delle riserve. Le azioni di crescita ed efficienza e la riduzione dei capex hanno consentito di raggiungere una cash neutrality, ad un prezzo del Brent di 55 \$/barile allo scenario di budget 2019, in grado di coprire i costi, gli investimenti e il dividendo con il cash flow della gestione.

Confermata la solidità finanziaria del gruppo con l'indebitamento finanziario netto a €11,48 miliardi (ante applicazione IFRS 16), avendo finanziato l'acquisizione del 20% di ADNOC Refining del valore di \$3,2 miliardi e avendo distribuito nell'esercizio dividendi per €3 miliardi ed eseguito la prima tranche del buy-back di €0,4 miliardi.

PRODUZIONE VS. INVESTIMENTI



REMUNERAZIONE AZIONISTI ENI (€ mld)



GRUPPO ENI	2019	2018	2017
Utile (perdita) operativo (€ milioni)	6.432	9.983	8.012
Utile (perdita) operativo adjusted (€ milioni)	8.597	11.240	5.803
Flusso di cassa netto da attività operativa (€ milioni)	12.392	13.647	10.117
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,35	0,33
Leverage ante IFRS 16	0,24	0,16	0,23

EXPLORATION & PRODUCTION	2019	2018	2017
Utile (perdita) operativo adjusted (€ milioni)	8.640	10.850	5.173
Produzione di idrocarburi (migliaia di boe/giorno)	1.871	1.851	1.816
Opex per boe (\$/boe)	6,4	6,8	6,6
Profit per boe (\$/boe)	5,1	9,3	8,7
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe)	19,58	21,44	22,75

GAS & POWER	2019	2018	2017
Utile (perdita) operativo adjusted (€ milioni)	654	543	214
Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)	73,07	76,71	80,83
Vendite GNL (miliardi di metri cubi)	10,1	10,3	8,3
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) (gCO ₂ eq/kWheq)	394	402	395
Clienti retail in Italia (milioni)	7,74	7,74	7,65

REFINING & MARKETING E CHIMICA	2019	2018	2017
Utile (perdita) operativo adjusted (€ milioni)	(48)	380	991
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	8,25	8,39	8,54
Lavorazioni in conto proprio (milioni di tonnellate)	22,74	23,23	24,02
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie (tonnellate CO ₂ eq/migliaia di tonnellate)	248	253	258
Vendita di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	4.285	4.938	4.646

-9% vs. 2018

INTENSITÀ EMISSIVA GHG
UPSTREAM

7,3 MLD boe

RISERVE CERTE
IDROCARBURI

3,5 \$/barile

MARGINE DI RAFFINAZIONE
BREAK EVEN ALLO
SCENARIO DI BUDGET

1,87 MLN boe/g

PRODUZIONE
DI IDROCARBURI A LIVELLI
RECORD

117%

TASSO DI RIMPIAZZO ALL
SOURCES DELLE RISERVE

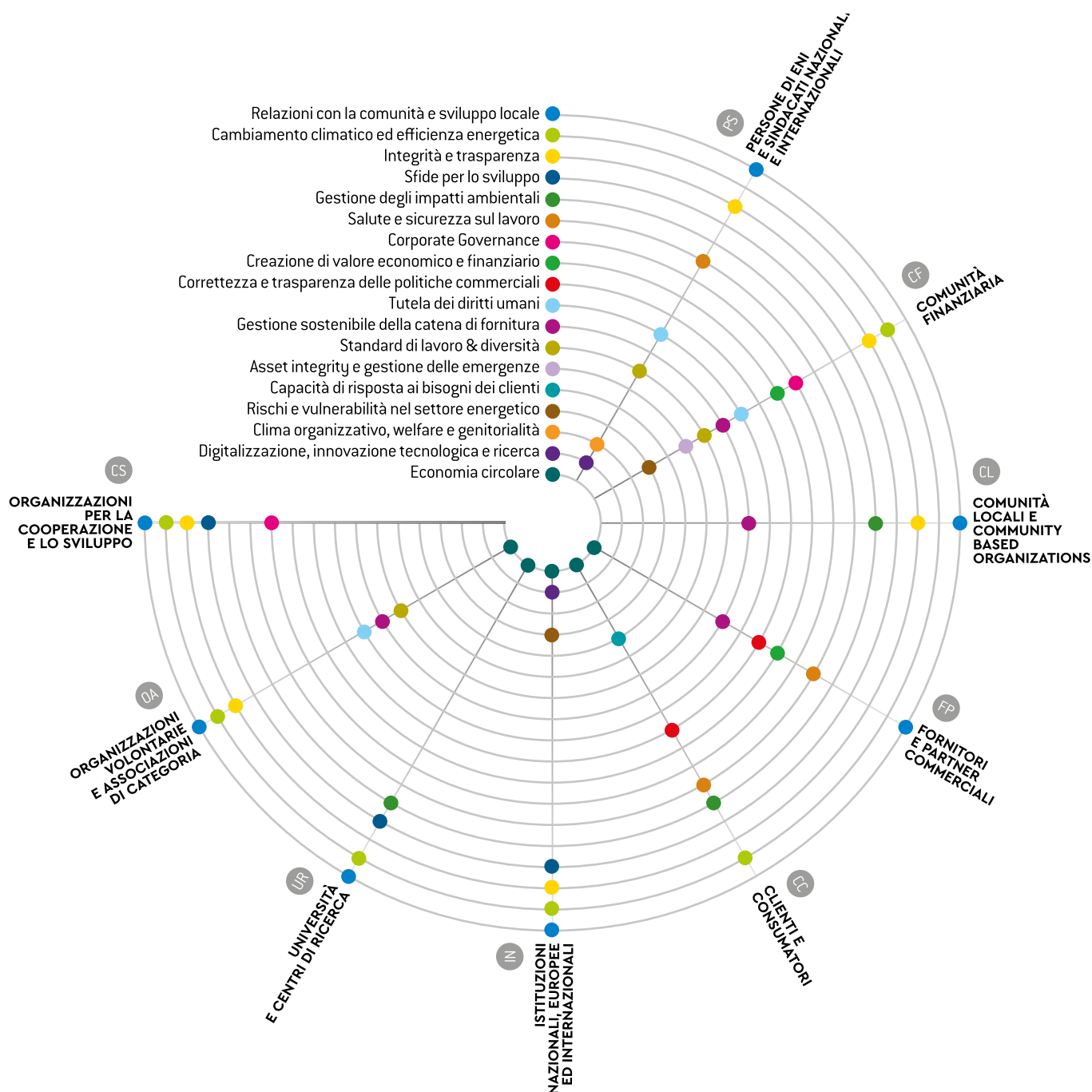
€0,65 MLD

UTILE OPERATIVO
ADJUSTED G&P

Attività di stakeholder engagement

La relazione con i propri stakeholder, l'ascolto e la condivisione delle scelte con le persone nei Paesi di presenza, sono elementi fondamentali per Eni: la conoscenza del loro punto di vista e delle loro aspettative sono alla base dell'impegno per costruire relazioni trasparenti e durature fondate su un rapporto di reciproca fiducia. Operando in 66 Paesi con contesti sociali, economici e culturali molto differenti tra loro, Eni considera il dialogo e il coinvolgimento diretto degli stakeholder, elementi fondamentali per la creazione di valore di lungo periodo, in ogni fase delle attività di business.

Temi emersi dal confronto con gli stakeholder



Eni, per portare avanti questo confronto quotidiano e proattivo con molteplici interlocutori a livello locale, nazionale ed internazionale, si è dotata dal 2018 di una piattaforma informatica denominata Stakeholder Management System (SMS) che supporta la gestione della sua complessa rete di relazioni. Il sistema è in uso in 37 Paesi e traccia oltre 3.500 stakeholder. L'SMS consente di censire e visualizzare le relazioni con ciascuna categoria di stakeholder, evidenziando le eventuali criticità e aree di miglioramento, i principali temi di interesse, i potenziali impatti sui Diritti Umani, identificando anche l'eventuale presenza di gruppi vulnerabili e di aree censite dall'UNESCO come siti di particolare interesse culturale e/o naturalistico (WHS – World Heritage Sites) nei Paesi di presenza.

Principali attività di stakeholder engagement nell'anno

PS PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI

- Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e ampliamento della mappatura delle competenze
- Iniziative formative a supporto dell'inclusione e del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità e iniziative internazionali a supporto del team building e dell'innovazione (Hackathon)
- Quarta edizione dell'analisi di clima
- Iniziative a sostegno della genitorialità (smart working e servizi nido scuola) e dei familiari con disabilità
- Incontro con sindacati nazionali e internazionali (rinnovo dell'Accordo Quadro Globale) per confronti sulle diverse realtà sociali e sindacali dei Paesi di presenza

CF COMUNITÀ FINANZIARIA

- Presentazione del piano strategico 2019-2022, seguito da Road-Show del CEO e del top management nelle principali piazze finanziarie
- Governance Road Show della Presidente
- Dialogo con il mercato, in particolare sulla politica di remunerazione 2019, in vista dell'Assemblea degli azionisti 2019
- Incontro ad Abu-Dhabi per investitori ed analisti finanziari dedicato alla strategia di espansione nella penisola arabica
- Confronti sui risultati trimestrali
- Partecipazione del top management alle conferenze tematiche organizzate delle banche

CL COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATIONS

- Coinvolgimento di circa 650 comunità (incluse quelle indigene) vicine agli impianti
- Consultazioni delle autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative e/o per lo sviluppo di nuovi progetti nonché per la pianificazione, gestione e miglioramento di progetti sociali^(a)
- Mappatura delle relazioni con le comunità, richieste e grievance e definizione dei contenuti dell'engagement locale

FP FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI

- Coinvolgimento dei fornitori con Human Rights Assessment
- Comunicazione, feedback e piani di miglioramento
- Partecipazione al GdL IPIECA: Forum sulle O&G Sustainability best practice
- Progetto Green Sourcing: individuazione delle leve in ambito supply chain per la riduzione degli impatti ambientali
- Discussione contenuti delle clausole sui diritti umani nei contratti di joint venture upstream

CC CLIENTI E CONSUMATORI

- Incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle AdC^(b) nazionali e locali su temi quali sostenibilità, economia circolare, bonifiche e risanamento ambientale
- Sponsorizzazione iniziative AdC sui temi di sostenibilità ed economia circolare
- Incontri territoriali con le AdC regionali del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti
- Indagine a rappresentanti nazionali e regionali delle AdC sui temi economia circolare, sostenibilità e transizione energetica

IN ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI

- Dialogo con il CIDU^(c) e con il Punto di Contatto Nazionale (Italia) per le Linee Guida OCSE
- Incontri con rappresentanti politici e istituzioni italiane, centrali e locali, su tematiche energetiche, climatico-ambientali, di economia circolare e sviluppo sostenibile
- Partecipazione attiva a tavoli tecnico-istituzionali, commissioni miste, gruppi di lavoro e altri confronti promossi da Governo e Parlamento Italiano
- Visite di delegazioni delle istituzioni italiane, centrali e locali, presso impianti industriali, siti e centri di ricerca Eni

UR UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA

- Incontri con Università, Centri di Ricerca e società terze con cui Eni collabora o si interfaccia per lo sviluppo di tecnologie innovative
- Accordi e collaborazioni con Politecnico di Milano e Torino, Università di Bologna, Napoli e Pavia, MIT, CNR, INSTM, ENEA e INGV^(d)
- Costituzione con CNR di 4 centri di ricerca nel Mezzogiorno per uno sviluppo ambientale ed economico sostenibile in Italia e nel mondo
- Collaborazione col Politecnico di Milano per la realizzazione del Master Universitario di Energy Innovation e per lo sviluppo di Modelli di valutazione degli impatti (questi ultimi anche con Università di Milano – Facoltà di Agraria)

OA ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE E ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

- Adesione e partecipazione a OGCI, IPIECA, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, EITI^(e)
- Collaborazione con IHRB^(f) ed altre istituzioni internazionali sui diritti umani
- Convegni, dibattiti, seminari ed iniziative di formazione su temi di sostenibilità (energia, economia circolare, bonifiche, responsabilità sociale d'impresa); realizzazione di linee guida e condivisione di best practice
- Partecipazione agli incontri degli organi associativi e dei tavoli di lavoro su tematiche strategiche, monitorando eventuali evoluzioni legislative
- Incontri con Associazioni Imprenditoriali Territoriali sul processo di qualifica dei fornitori

CS ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE E LO SVILUPPO

- Sviluppo di nuovi modelli di partenariato pubblico privato
- Dialogo e sviluppo di collaborazioni con organizzazioni delle Nazioni Unite e Agenzie di cooperazione (UNIDO, UNESCO, FAO^(g) e Halo Trust Foundation)
- Consolidati i rapporti con le Faith Based Organization (Il "Vatican Dialogue on Energy Transition and Care for Our Common Home"; Comitato Scientifico e Organizzativo dell'evento Mediterraneo Frontiera di Pace organizzato dalla Conferenza Episcopale Italiana)

(a) Angola – diversificazione economica, Iraq – educazione, Pakistan – accesso all'acqua, Mozambico – accesso all'energia, Italia/Basilicata – progetto CASF/Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione.

(b) Associazione dei Consumatori.

(c) Comitato Interministeriale per i Diritti Umani.

(d) Massachusetts Institute of Technology, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Consorzio Interuniversitario Nazionale per la Scienza e Tecnologia dei Materiali, Agenzia nazionale per

le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile ed Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia.

(e) Oil and Gas Climate Initiative, World Business Council for Sustainable Development, Comitato Interministeriale per i Diritti Umani ed Extractive Industries Transparency Initiative.

(f) Institute for Human Rights and Business.

(g) United Nations Industrial Development Organization, United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization e Food and Agriculture Organization.

Strategia

Piano Industriale

Dopo una fase di profonda trasformazione che ha consentito al gruppo di crescere e diversificare il proprio portafoglio di attività, rafforzando nel contempo la struttura finanziaria, Eni è ora pronta ad una nuova fase di evoluzione del proprio modello di business fortemente orientato alla creazione di valore nel lungo termine, che combina la sostenibilità economico finanziaria con quella ambientale.

Questa evoluzione sarà, ancora una volta, realizzata facendo leva su know-how, tecnologie proprietarie, innovazione e sulla flessibilità e resilienza degli asset della società, che consentiranno di cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza, oltre che di migliorare ulteriormente la sicurezza sul lavoro.

I principi fondanti che ispirano e guidano le attività e le azioni del Piano sono:

- contribuire attivamente al raggiungimento di tutti i 17 SDGs, su cui si fonda la mission Eni;
- massimizzare l'integrazione del portafoglio lungo tutta la catena del valore, dalla produzione ai clienti finali;
- garantire una rigorosa disciplina finanziaria nelle politiche di investimento e una solida struttura patrimoniale del gruppo a sostegno della generazione di cassa;
- mantenere una politica di remunerazione progressiva degli azionisti.

Sulla base di questi principi sono state definite strategie e obiettivi operativi al 2035 e al 2050, che delineano il percorso evolutivo e integrato dei singoli business. La velocità dell'evoluzione e il contributo relativo dei business dipenderanno dall'andamento del mercato, dallo scenario tecnologico e dalla normativa di riferimento.

L'evoluzione del portfolio di business avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica, i cui obiettivi sono fissati fin da ora. In particolare, Eni perseguirà una strategia che punta:

- ottenere al 2050 la riduzione dell'80% delle emissioni nette scope 1, 2 e 3, riferibili all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti e del 55% dell'intensità emissiva rispetto al 2018;
- rinforzare il proprio ruolo di attore globale nel mercato dell'energia, facendo leva su un mix di portafoglio delle proprie attività sempre più bilanciato e integrato;
- valorizzare al massimo la flessibilità del proprio portafoglio di attività, capace di rispondere ai fattori esterni di mercato e allo stesso tempo pronto a valorizzarne al massimo le opportunità;
- generare valore per i propri azionisti mantenendo l'attuale politica di remunerazione progressiva.

Sono confermati e ulteriormente estesi gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione:

- net-zero carbon footprint al 2030 per le emissioni scope 1 e 2 delle attività upstream;
- net-zero carbon footprint per le emissioni scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Il Piano d'Azione 2020-2023, in coerenza con le strategie di medio/lungo termine, declina e definisce i primi passi del percorso di evoluzione di Eni volti a perseguire la creazione di valore tramite la crescita organica e sostenibile delle proprie attività.

La crescita sarà perseguita facendo leva su un modello operativo che presuppone l'impegno costante nella minimizzazione dei rischi e la



centralità del capitale umano, dell'ambiente e della sicurezza. Lo sviluppo equilibrato del portafoglio di attività consentirà una progressiva remunerazione degli azionisti garantendo il mantenimento di una solida struttura finanziaria.

Eni, nel solco della propria tradizione ed in coerenza con gli SDGs delle Nazioni Unite, continuerà a promuovere lo sviluppo locale facendo leva sul proprio modello di cooperazione (approccio dual flag) e su partnership pubblico-privato. Lo sviluppo sarà perseguito promuovendo l'accesso all'elettricità e all'acqua ma anche sviluppando progetti per la salute, l'educazione e l'igiene nonché condividendo il proprio know-how.

Upstream

Le principali linee strategiche di medio/lungo termine prevedono:

- il mantenimento della resilienza dell'attuale portafoglio di asset esclusivamente convenzionali caratterizzati da: basso break-even, accelerato time to market e limitata esposizione oltre il medio termine;
- la valorizzazione della flessibilità del portafoglio con una crescita produttiva confermata ad un CAGR del 3,5% fino al 2025, anno di plateau che sarà seguito da un trend flessibile decrescente principalmente nella componente olio. Resta ferma l'indicazione di un mix produttivo target con componente gas del 60% al 2030 e pari a circa l'85% al 2050;
- la conferma di tutti gli obiettivi già in precedenza annunciati in termini di riduzione delle emissioni GHG.

In coerenza con le strategie di medio/lungo termine, il Piano d'Azione 2020-23 prevede i seguenti obiettivi:

- Valorizzazione e crescita del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2,5 miliardi di boe di risorse e contribuire alla diversificazione geografica del portafoglio facendo leva su:
 - operatorship ed elevata quota partecipativa nei permessi esplorativi in modo da favorire anche la realizzazione del "dual exploration model" per una più rapida monetizzazione delle scoperte;
 - esplorazione focalizzata in aree limitrofe a campi in produzione e in bacini provati;
 - selezionate iniziative su bacini di frontiera;
- Crescita della generazione di cassa con un free cash flow organico cumulato 2020-2023 superiore a €25 miliardi. Tale obiettivo sarà conseguito grazie a:
 - crescita delle produzioni nel periodo 2019-2023 a un tasso medio annuo del 3,5% grazie al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio;
 - ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore Gas & Power per la valorizzazione del gas equity;
 - rafforzamento del modello di realizzazione dei progetti per fasi e "design-to-cost" al fine di ridurre il rischio di esecuzione e l'esposizione finanziaria;
 - ottimizzazione dell'efficienza e della continuità operativa;
- Digital transformation a supporto della sicurezza sul lavoro e dell'asset integrity.

Gas & Power

Le principali linee strategiche evolutive di medio/lungo termine prevedono:

- espansione delle attività retail con l'obiettivo di conseguire un numero di oltre 20 milioni di contratti di fornitura al 2050;
- espansione in stretta correlazione con la crescita prevista per la generazione di energia da fonti rinnovabili e bio-metano;
- obiettivo di distribuzione di soli prodotti "bio" e rinnovabili al 2050;
- integrazione dell'offerta ai nostri clienti con la fornitura di servizi di nuova generazione;
- rafforzamento del ruolo del Midstream Gas & Power per l'accesso ai mercati di tutte le commodity non-oil del gruppo;
- focalizzazione delle attività Midstream Gas & Power per la commercializzazione dei prodotti equity: gas, bio-metano, blue energy e idrogeno;
- conferma del ruolo di Midstream quale gestore delle centrali di produzione di energia elettrica da gas, integrate con progetti per la cattura e stoccaggio della CO₂.

In coerenza con le linee strategiche di medio/lungo termine, il Piano d'Azione 2020-23 prevede:

- crescita dei punti vendita retail attesa pari a circa 11 milioni al 2023, di cui oltre 4 milioni di punti vendita power;
- lo sviluppo di nuovi prodotti e focus su servizi extra-commodity;
- il proseguimento della ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento gas e della riduzione dei costi di logistica, attraverso azioni di ottimizzazione e rinegoziazione dei contratti;
- la crescita del portafoglio GNL attraverso lo sviluppo in nuovi mercati e la sempre maggiore integrazione con Upstream per la valorizzazione del gas equity. Il portafoglio di volumi GNL contrattualizzati attesi sarà pari a 16 mln ton/a nel 2025;
- la massimizzazione dei risultati del Power grazie alla flessibilità ed efficienza degli impianti di generazione.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow organico cumulato 2020-2023 pari a €2,1 miliardi.

Refining & Marketing

Le principali linee strategiche evolutive di medio/lungo termine prevedono:

- l'espansione della capacità di raffinazione "bio" fino a oltre 5 milioni di tonnellate per anno, alimentata esclusivamente con cariche palm-oil free di II e III generazione, in aree target quali estremo e medio oriente, Europa per la produzione di bio-jet fuel e Stati Uniti;
- la progressiva conversione dei siti convenzionali italiani a vantaggio di nuovi impianti per la produzione di idrogeno, metanolo, bio-metano e prodotti dal riciclo di materiali di scarto;
- il mantenimento nel lungo termine della sola raffineria tradizionale di Ruwais negli Emirati Arabi Uniti grazie alla posizione geografica ottimale e all'efficienza degli impianti;
- l'evoluzione graduale del mix di prodotti venduti nelle attività retail, raggiungendo al 2050 il 100% della vendita di prodotti decarbonizzati;
- incremento dell'offerta di servizi accessori per migliorare i margini e fidelizzare dei clienti.

In coerenza con le linee di medio/lungo termine, il Piano d'Azione 2020-23 prevede:

- il consolidamento e l'integrazione delle attività di raffinazione tradizionale anche attraverso il raggiungimento del pieno potenziale della raffineria di Ruwais e il contributo dalle attività di trading;
- il proseguimento del processo di diversificazione attraverso investimenti in raffinazione "bio" per l'aumento della capacità di lavorazione fino a superare 1 milione di tonnellate nel 2023 palm oil free;
- lo sviluppo di iniziative di economia circolare per la produzione di idrogeno e metanolo dal riciclo dei materiali di scarto e di olio di ricino quale nuovo feedstock per le raffinerie "bio";
- il consolidamento del marketing in Europa privilegiando segmenti ad alta marginalità, l'ulteriore sviluppo dei servizi non-oil nel retail;
- la diversificazione dell'offerta, incrementando soprattutto quella di carburanti alternativi e sviluppo della mobilità sostenibile.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow organico cumulato 2020-2023 pari a €2,6 miliardi.

Chimica

Le principali linee strategiche evolutive di medio/lungo termine prevedono:

- la specializzazione nella produzione di polimeri di alta qualità ed elevata performance;
- lo sviluppo e integrazione della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo chimico e meccanico;
- trasformazione mediante processo di pirolisi di materiale plastico non riciclabile per la produzione di polimeri con caratteristiche identiche a quelli prodotti con idrocarburi;
- costituzione di una piattaforma integrata per lo sfruttamento di sinergie con la raffinazione nei processi di gasificazione per il recupero di tutte le tipologie di plasmix.

In coerenza con le linee di medio/lungo termine, il Piano d'Azione 2020-23 prevede:

- l'aumento del bilanciamento della filiera etilene-polietilene, integrata con il riciclo meccanico e chimico e il recupero di efficienza ai cracking;
- la progressiva specializzazione del portafoglio polimeri verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione della filiera a valle verso il "compounding" per ridurre la volatilità dei margini;
- lo sviluppo della chimica da rinnovabili con nuovi processi e prodotti;
- la progressiva riduzione delle emissioni di gas serra, aumentando efficienza energetica e flessibilità delle cariche;
- lo sviluppo internazionale in sinergia con altri business Eni.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un flusso di cassa operativo organico cumulato di € 0,4 miliardi.

Remunerazione agli azionisti

Si conferma la politica di remunerazione agli azionisti progressiva e legata alla crescita dei risultati underlying e del free cash flow. In considerazione dei risultati conseguiti, delle promettenti prospettive del business e della solida struttura finanziaria, Eni intende aumentare il dividendo del 2020 del 3,5% a €0,89 per azione e proseguire il programma di buy-back per un ammontare di €400 milioni nel 2020.

Focus su decarbonizzazione

La strategia di Eni ha un impatto determinante anche sulla riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo. In particolare, il risultato della strategia industriale porta alla riduzione al 2050 delle emissioni assolute nette dell'80% (ben oltre la soglia del 70% indicata dalla IEA nello scenario SDS compatibile con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi) e dell'intensità emissiva del 55%.

Per monitorare il raggiungimento di tali obiettivi, Eni ha sviluppato una rigorosa metodologia per la misurazione omnicomprensiva delle emissioni GHG. Tale metodologia include tutte le emissioni, scope 1, 2 e 3, in termini assoluti e relativi, legate ai prodotti energetici venduti, siano essi derivanti da produzioni proprie o acquistati da terzi. Tale approccio distintivo integra gli attuali standard per la contabilizzazione delle emissioni e fornisce una visione integrale dell'impronta carbonica del Gruppo. La metodologia è stata rivista da esperti, indipendenti, dell'Imperial College London (per mezzo di Imperial Consultants) mentre il risultato della sua applicazione è stato verificato da RINA, società indipendente di certificazione.

Le azioni già avviate che contribuiranno al raggiungimento di tali risultati sono:

- la progressiva riduzione della produzione di idrocarburi e la crescente incidenza delle produzioni gas;
- il focus sulla commercializzazione di gas equity abbinata a progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ e la progressiva riduzione della commercializzazione di gas non equity;
- la conversione delle raffinerie europee in impianti per la produzione di idrogeno e per il riciclo di materiali scarto;
- la realizzazione di progetti di preservazione delle foreste primarie e secondarie per la compensazione delle emissioni di CO₂ per oltre 30 milioni di tonnellate annue al 2050;
- lo sviluppo di progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ per oltre 10 milioni di tonnellate annue al 2050, con un primo progetto allo studio per l'hub di Ravenna in Italia, dove sarà possibile convogliare nei campi a gas ormai esauriti dell'offshore adriatico la CO₂ catturata dai limitrofi insediamenti industriali e di generazione elettrica da gas;
- il raggiungimento di una capacità di produzione di energia da rinnovabile superiore a 55 GW al 2050;
- la crescita dei punti vendita retail ad oltre 20 milioni al 2050.

Eni conferma ed estende l'obiettivo intermedio di neutralità carbonica netta per le emissioni scope 1 e 2 delle attività upstream al 2030 e annuncia la neutralità carbonica netta per le emissioni scope 1 e 2 di tutto il gruppo entro il 2040.

FOCUS SU RINNOVABILI

Le principali linee strategiche evolutive di medio/lungo termine prevedono:

- la progressiva espansione globale per una capacità installata superiore a 55GW al 2050;
- la selezione delle aree di espansione legata alla presenza dei nostri clienti e della loro crescita in modo da massimizzare la valenza del modello integrato;
- prosecuzione delle attività di sviluppo nelle aree in cui Eni già opera.

In coerenza con le strategie di medio/lungo termine il Piano d'Azione 2020-23 prevede:

- la realizzazione di 3 GW di capacità installata al 2023 e 5 GW al 2025;
- investimenti pari a €2,6 miliardi nell'arco di piano.

Risk Management Integrato

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, anche di medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica.

Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva sul principio di terzietà delle valutazioni (qualità del dato, oggettività della rilevazione e quantificazione delle mitigazioni) per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (definizione del Piano Strategico e degli obiettivi di medio e lungo termine) e garantire l'informativa agli organi di amministrazione e controllo.

Con l'inclusione delle attività di assessment dei rischi industriali e nonché analisi e gestione operativa dei rischi contrattuali, il supporto ai processi decisionali è stato rafforzato migliorando la consapevolezza del profilo di rischio, anche in un'ottica di vita intera delle attività di business.

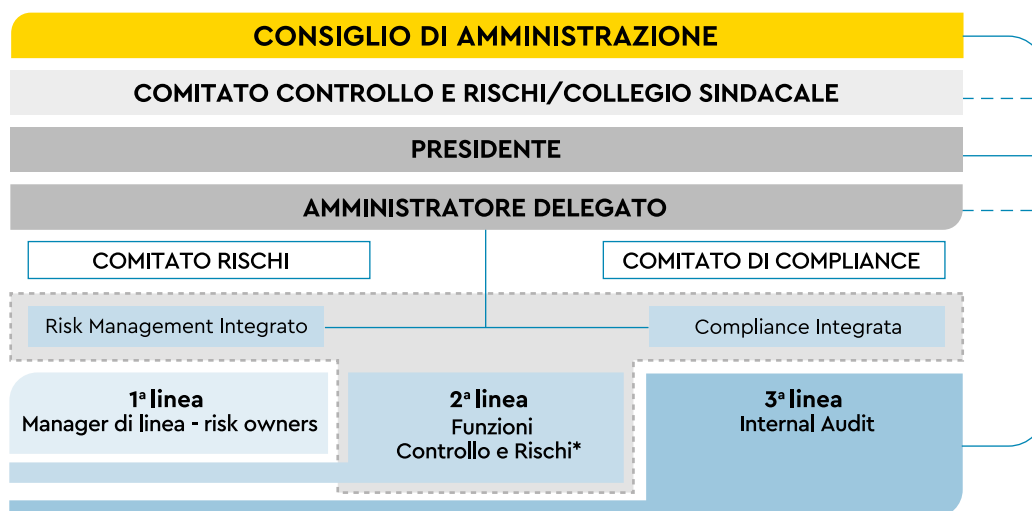
Il Modello di Risk Management Integrato

Il Modello RMI è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 29), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti i rischi che possano assumere rilievo nell'ambito della sostenibilità del business nel medio-lungo periodo. Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce, inoltre, le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati, determinando il grado di compatibilità

con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici.

L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura inoltre che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi: a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.

IL MODELLO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO



(*) Include la funzione Risk Management Integrato.

Il processo di Risk Management Integrato

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio-lungo termine. RMI supporta il management nel processo decisionale rafforzando la consapevolezza del profilo di rischio e delle relative mitigazioni. Il processo, regolato dalla "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sotto-processi: (i) risk governance, metodologie e strumenti, (ii) risk strategy, (iii) integrated risk management, (iv) risk knowledge, formazione e comunicazione.

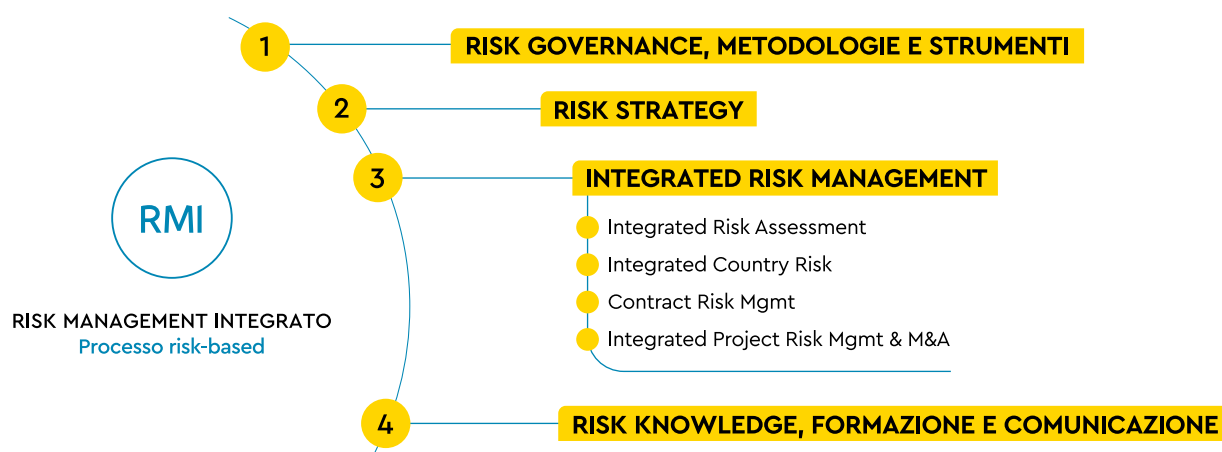
Il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano Strategico di Eni (**risk strategy**) attraverso l'individuazione di proposte di obiettivi di de-risking e azioni strategiche di trattamento, nonché l'analisi del profilo di rischio e delle opportunità di business sottostanti al piano e allo sviluppo di lungo termine. Il sotto-processo "**Integrated Risk Management**" prevede: cicli periodici di risk assessment e monitoraggio (Integrated Risk Assessment) per la comprensione dei rischi assunti sulla base degli obiettivi strategici e di medio-lungo termine e delle azioni definite per raggiungerli; analisi e gestione dei rischi contrattuali (Contract Risk Management) finalizzata alla migliore allocazione delle responsabilità contrattuali con il fornitore e alla loro adeguata gestione nella fase operativa; analisi integrata dei rischi esistenti nei Paesi di presenza o di potenziale interesse (Integrated Country Risk - ICR) che costituisce un riferimento per le attività di risk strategy, risk assessment e analisi dei rischi di progetto; supporto al processo decisionale per l'autorizzazione dei progetti d'investimento e operazioni di maggior rilievo (Integrated Project Risk Management & M&A). I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio. La valutazione è espressa sia a livello inerente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione poste in essere) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico e a vita intera per quanto riguarda i progetti di business. I rischi sono rappresentati in base alla probabilità di accadimento e all'impatto su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

Nel corso del 2019 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 95 società controllate presenti in 37 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento dei top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business. Particolare attenzione è stata dedicata all'analisi degli effetti di de-risking della trasformazione digitale approfondendo i principali rischi impattati e i meccanismi di mitigazione, nonché individuando i KPI di misurazione. Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2019. Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trattamento poste in essere dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2019. In ottica di miglioramento dell'efficacia ed efficienza del processo e della qualità del dato, nel corso del 2019: (i) sono state rafforzate le metodologie di risk assessment con l'introduzione di nuovi strumenti per la valutazione di efficacia delle mitigazioni e degli impatti economico-finanziari; (ii) è stata completata l'implementazione del modello dell'Integrated Country Risk (ICR); ed (iii) è stato realizzato un progetto pilota di digitalizzazione dell'ICR, che sarà esteso ai principali paesi di presenza upstream nel corso del 2020.

Il sotto-processo **risk knowledge, formazione e comunicazione** è volto ad accrescere la diffusione della cultura del rischio, a rafforzare un linguaggio comune tra le risorse che operano in ambito risk management trasversalmente ai diversi business di Eni nonché la condivisione delle informazioni e delle esperienze, attraverso lo sviluppo di un risk knowledge management system.

Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 20 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento). Si segnala con un trend in aumento il rischio legato alla diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business, come rappresentato a pag. 98.

IL PROCESSO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO



Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento

RISCHIO STRATEGICO

	SCENARIO 	CLIMATE CHANGE   
PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Fornisce una visione d'insieme del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano.	Climate change , riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possano generare rischi fisici e rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.
AZIONI DI TRATTAMENTO	• Efficienza (investimenti e costi); • Portafoglio di progetti upstream con basso breakeven price e riduzione time to market; • Strategia di hedging/copertura delle esposizioni gas, power e GNL per massimizzazione valore del portafoglio; • Messa a regime raffinerie green, diversificazione feedstock e mercati di sbocco; • Differenziazione portafoglio chemicals verso prodotti specialties e integrazione con filiera a valle; • Chimica da rinnovabili e riciclo. → Rif. pag. 96-98	• Adozione di una nuova mission aziendale ispirata agli SDG e definizione di linee guida strategiche e obiettivi per la transizione energetica nel breve, medio e lungo termine; • Governance strutturata del clima con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e presenza di specifici comitati a supporto, istituzione dell'Advisory Board e di programmi Eni dedicati ai temi del cambiamento climatico; • Inclusione di obiettivi legati alla transizione energetica nel piano di incentivazione del management, coerenti con i piani di medio-lungo termine; • Leadership nella disclosure e adesione a varie iniziative in ambito internazionale. → Rif. pag. 101-103

RISCHIO ESTERNO

	GEOPOLITICO  	PAESE 
PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Si riferisce all' impatto di tematiche geopolitiche sulle scelte strategiche e operative del business.	Instabilità politica e sociale nelle aree di presenza, che può sfociare in conflitti interni, disordini civili, atti violenti, sabotaggio, attentati con interruzioni e perdite di produzione, interruzioni nelle forniture gas via pipe. Global security risk riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali. Credit&Financing risk upstream , relativo al ritardo nell'incasso dei crediti o dei costi da recuperare verso le oil company nazionali (credit) o verso i partner presenti nelle joint venture (financing).
AZIONI DI TRATTAMENTO	• Attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi; • Monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business; • Valorizzazione presenza Eni con attenzione a tematiche economiche e sociali dei Paesi; • Partecipazione al neo-costituito Eastern Mediterranean Gas Forum. → Rif. pag. 96 e pag. 100	• Diversificazione geografica degli asset in portafoglio, sin dalla fase esplorativa, e diversificazione di business; • Riduzione dell'esposizione attraverso il Dual Exploration Model; • Mantenimento di relazioni efficaci e durature con i Paesi produttori e gli stakeholder locali, attraverso progetti di sviluppo sociale, territoriale e di sostenibilità; • Implementazione del sistema di gestione della security con analisi di misure preventive specifiche per Paese e per sito; • Stipula di accordi specifici su piani di rientro finalizzati al recupero dell'esposizione; • Securitization package, anche con ritiri in-kind e/o utilizzo di escrow account dedicati; • Negoziazione di carry agreement e meccanismi di offsetting con le NOC attraverso poste debitorie presenti nel Paese. → Rif. pag. 99-101

RISCHIO OPERATIVO

	INCIDENTI  
PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Rischi di blow-out e altri incidenti agli asset upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici , nonché nel trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.
AZIONI DI TRATTAMENTO	• Utilizzo della metodologia di classificazione dei pozzi complessi (Well Complexity & Economic Index) per mantenere il numero di pozzi di livello 1 al di sotto del 30%; monitoraggio in "Real time" delle fasi di perforazione dei pozzi complessi; finalizzazione delle nuove tecnologie sviluppate in house (Downhole Insulation Packer, Casing Valve e Valvola di sicurezza a testa pozzo); • Utilizzo di metodologia standard per la valutazione quantitativa (Quantitative Risk Assessment) semplificata, al fine di identificare i potenziali rischi associati agli asset upstream (BART – Baseline Assessment Risk Tool), e di sistemi informatici per la gestione dei processi di Asset Integrity e Maintenance (CCMS – Centralized Computing Center Management System); • Sviluppo di tecnologie digitali innovative e big data analytics per migliorare le performance operative e l'Asset Integrity. In particolare, l'implementazione del progetto Digital Lighthouse dalla Val d'Agri ad altri top value asset upstream e downstream; • Sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza; audit specialistici HSE e monitoraggio degli impianti; • Coinvolgimento delle First Party per il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle JV a controllo congiunto; • Gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping tramite attività di vetting su navi ed operatori terzi. → Rif. pag. 104-105

Obiettivi aziendali →



Redditività aziendale



Corporate Reputation



Rapporti con Stakeholder, Sviluppo Locale

ESPOSIZIONE SU CONTRATTI GAS A LUNGO TERMINE

Verificarsi di uno scenario avverso su esposizioni a contratti gas di lungo periodo.

- Rinegoziazioni contratti di approvvigionamento gas long term;
- Presidio continuo nella gestione degli arbitrati.

→ Rif. pag. 112

RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER

Rapporti con gli stakeholder internazionali, nazionali e locali sulle attività dell'industry Oil & Gas, con impatti anche a livello mediatico.

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Investimenti per lo sviluppo locale attraverso i Local Development Programme) all'interno del Piano Strategico e del relativo processo di incentivazione;
- Piani di comunicazione mirati, sviluppo di iniziative di dialogo e confronto con il territorio;
- Iniziative di incontro e ascolto degli stakeholder e rafforzamento della presenza in aree critiche per intensificare la gestione dei rapporti con le istituzioni locali e il territorio;
- Sviluppo di strumenti di misurazione, monitoraggio e prediction della reputazione aziendale (RepLab) per tutte le categorie di stakeholder.

→ Rif. pag. 102

EVOLUZIONE NORMATIVA (REGOLATORIA G&P E NORMATIVA HSE)

Possibile inasprimento del **contesto normativo/regolatorio nazionale e internazionale nel settore Gas & Power** con potenziali impatti in termini di redditività aziendale. Possibili impatti su operatività e competitività dei business legati all'**evoluzione e complessità della normativa HSE**.

- Asset Backed Trading (ABT);
- Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie, mirato a semplificarne/mitigarne gli effetti sul business;
- Azioni di recupero/ottimizzazione dei costi di logistica tramite attività di asset backed trading e revisioni contrattuali sugli impegni di capacità;
- Costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli HSE esistenti e continuo adeguamento degli stessi alle evoluzioni normative, attraverso il modello di controllo HSE, che prevede l'effettuazione di audit tecnici e verifiche di conformità normative sui siti e le certificazioni dei sistemi di Gestione HSE;
- Costante valutazione dell'adeguatezza del quadro normativo di riferimento, tramite un processo di aggiornamento normativo, strutturato su tre livelli di responsabilità HSE e normato nella MSG HSE.

→ Rif. pag. 113 e pag. 105

CYBER SECURITY

Cyber Security & Spionaggio industriale riferito al verificarsi di attacchi informatici volti a compromettere i sistemi informativi gestionali (ICT) e i sistemi industriali (ICS), nonché alla sottrazione di informazioni sensibili per Eni.

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- Potenziamiento di infrastrutture e servizi di Cyber Security Operations;
- Costante aggiornamento e adeguamento dei presidi normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni;
- Piani operativi di aumento della sicurezza anche a livello di siti industriali (italiani ed esteri), azioni di formazione e sensibilizzazione del personale;
- Evoluzione dell'attuale modello di governance nella fase di rilevazione e valutazione del rischio Cyber secondo una modalità business oriented.

→ Rif. pag. 114

INDAGINI E CONTENZIOSI

Contenziosi in materia ambientale e salute e sicurezza, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica e/o adeguamento degli impianti), sull'operatività e sulla corporate reputation. **Coinvolgimento in indagini e contenziosi in materia di corruzione.**

- Rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità;
- Monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti;
- Attività di formazione interna a tutti i livelli sulle tematiche di interesse;
- Presidio dei rapporti con la Pubblica Amministrazione e definizione di percorsi per la gestione di problematiche rilevanti e per lo sviluppo del territorio;
- Continuo monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di bonifica;
- Attività di audit sulla compliance alle normative anti-corruzione e D.Lgs. 231.

→ Rif. pag. 113-114

Governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance¹, elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder.

Una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'im-

pegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti.

In tale contesto, nel corso del 2019 è proseguito il dialogo con il mercato sulle tematiche di governance, per cogliere le opportunità derivanti da studi ed esperienze maturate nel contesto internazionale.

In particolare, attraverso una survey e incontri della Presidente con i principali azionisti di Eni e i proxy advisor sono state approfondite le possibili evoluzioni del sistema di governance della società.

Ad esito, è emerso un sostanziale e diffuso apprezzamento da parte degli investitori per il sistema di governance di Eni, ritenuto adeguato ed efficiente, senza escludere la possibilità di introdurre soluzioni di governance allineate a modelli internazionali.

La Corporate Governance di Eni

Modello di governance Eni

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

Nomina e composizione degli organi sociali

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti. Per consentire la presenza di consiglieri e sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista.

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica, nominati nell'aprile 2017 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2019, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle

minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienza manageriale e internazionalità. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e ben diversificato. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge e dello Statuto in materia.

Un nuovo orientamento agli azionisti è stato espresso dal Consiglio in carica in vista del prossimo rinnovo.

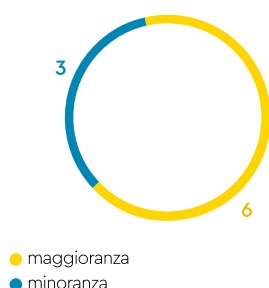
Inoltre, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7² dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) si conferma superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina.

La struttura del Consiglio

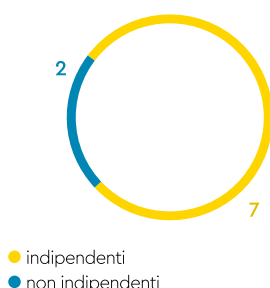
Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi³, il Comitato Re-

COMPOSIZIONE CDA

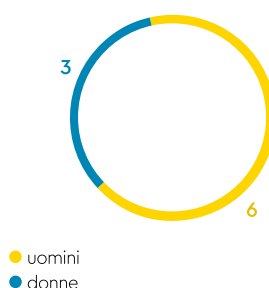
Lista di provenienza



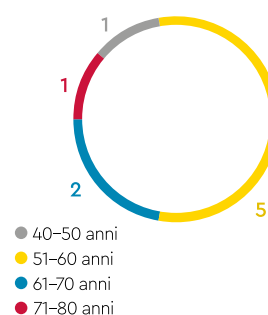
Indipendenza^(a)



Diversità di genere



Fasce di età^(b)



(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge.

(b) Dati al 31 dicembre 2019.

[1] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

[2] Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina sono indipendenti 6 dei 9 Amministratori in carica.

[3] Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la previsione del Codice di Autodisciplina che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 13 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possiedono l'esperienza sopra indicata. La composizione del Comitato in termini di esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del proprio Regolamento.

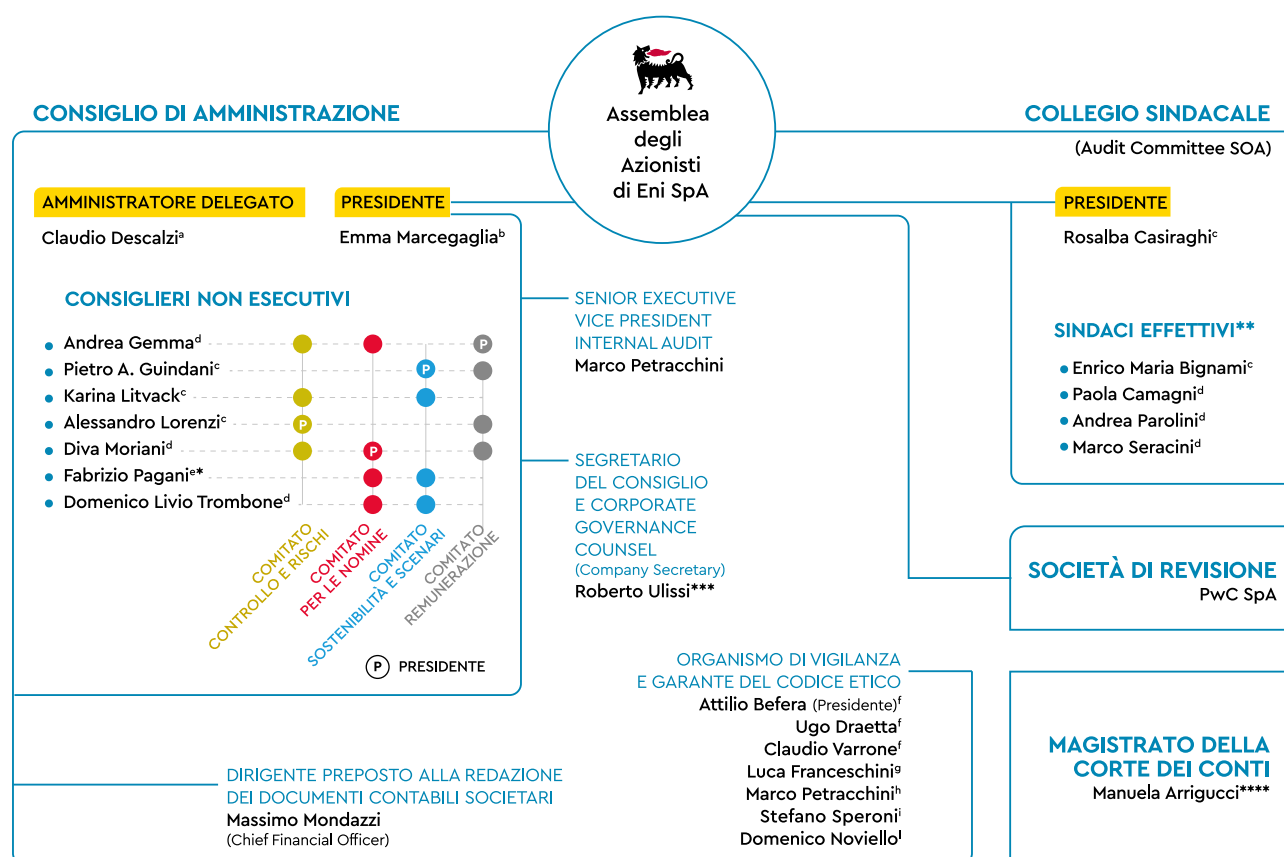
munerazione⁴, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati.

Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Direttore propone nomina, remunerazione e risorse, gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); la Presidente è quindi coinvolta nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile del Risk Management Integrato e il Responsabile della Direzione Compliance Integrata. Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, ha confermato

il Segretario del Consiglio, mantenendone altresì il ruolo di Corporate Governance Counsel, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti della Presidente, dei singoli consiglieri e del Consiglio stesso, cui riferisce periodicamente sul funzionamento della governance di Eni. Questa relazione consente un monitoraggio periodico del modello di governance adottato dalla Società, basato sul raffronto con i principali studi in materia, con le scelte dei peers e le innovazioni di governo societario contenute anche nei Codici esteri e nei Principi emanati da Organismi istituzionali di riferimento, evidenziando aree di forza ed eventuali aree di ulteriore miglioramento del sistema di Eni.

In ragione di questo ruolo, è stabilito che il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente – deve essere in possesso di adeguati requisiti, anche di indipendenza⁵.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 27 febbraio 2020:



a Componente eletto dalla lista di maggioranza.

b Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.

c Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.

d Componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.

e Componente eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo e non indipendente.

f Componente esterno.

g Executive Vice President Compliance Integrata.

h Senior Executive Vice President Internal Audit.

i Senior Executive Vice President Affari Legali.

* Executive Vice President Legislazione e Contenzioso Lavoro.

** L'Advisory Board è presieduto dal Consigliere Fabrizio Pagani e costituito da alcuni dei massimi esperti internazionali del settore energetico: Ian Bremmer, Christiana Figueres, Philip Lambert e Davide Tabarelli.

*** Si riportano di seguito le informazioni sui Sindaci supplenti:

Stefania Bettoni - componente eletto dalla lista di maggioranza.

Claudia Mezzabotta - componente eletto dalla lista di minoranza.

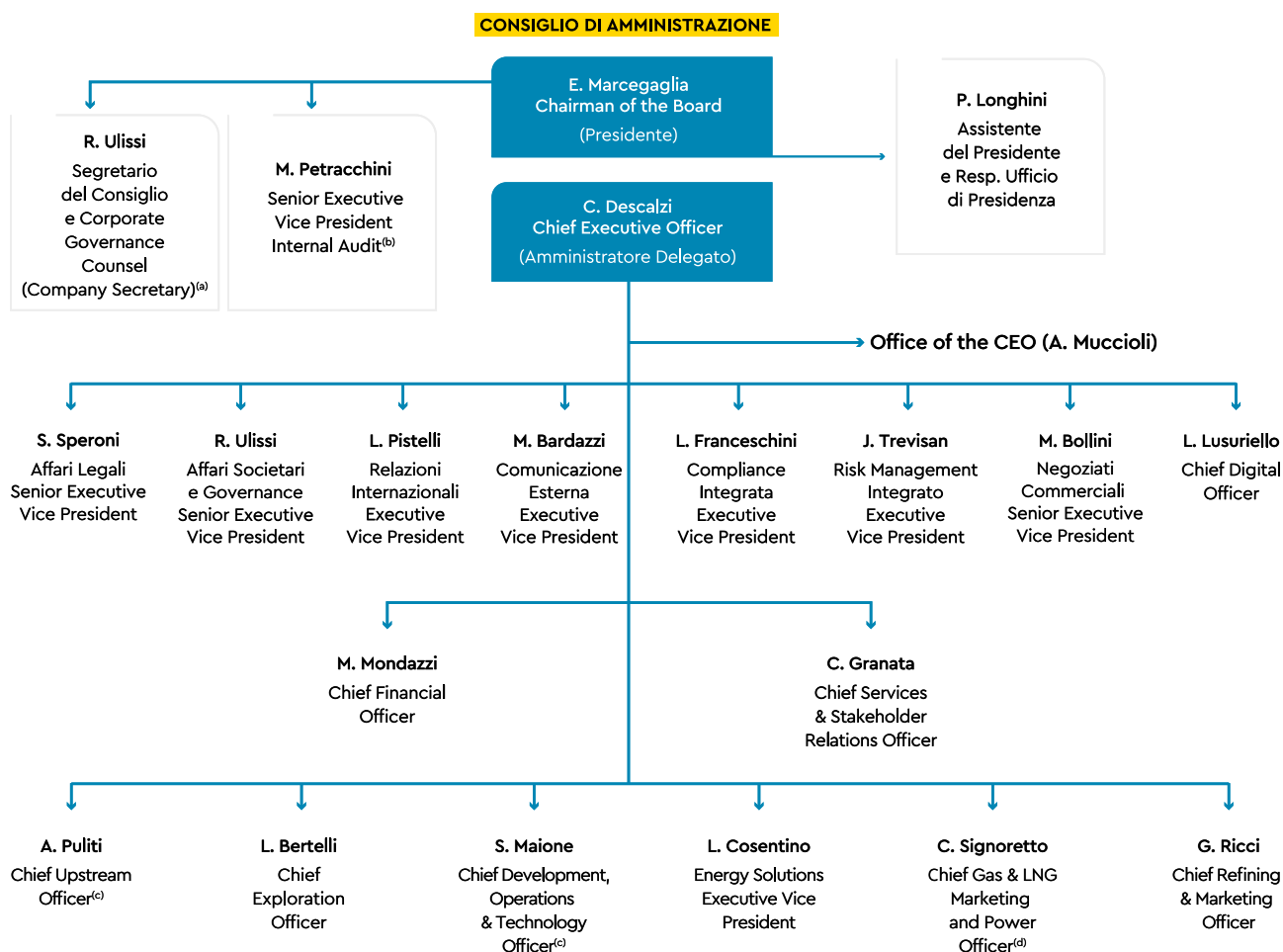
**** Anche Senior Executive Vice President Affari Societari e Governance.

**** Fino al 28 febbraio 2019 Adolfo Teobaldo De Girolamo.

[4] Il regolamento del Comitato Remunerazione prevede che almeno un componente possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 13 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del proprio Regolamento.

[5] Lo Statuto del Segretario del Consiglio e Corporate Governance Counsel (Company Secretary) è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 27 febbraio 2020:



(a) Il Segretario del Consiglio e Corporate Governance Counsel [Company Secretary] dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente.

(b) Il Senior Executive Vice President Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.

(c) In carica dal 1° luglio 2019.

(d) In carica dal 15 aprile 2019.

I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità⁶, controllo interno e gestione dei rischi.

Assetti organizzativi

Particolare attenzione, nel corso degli ultimi anni, è stata dedicata

dal Consiglio agli assetti organizzativi della Società, con alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi e di compliance.

In particolare, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una Direzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla Direzione Legale. Fra i compiti più

[6] In particolare, il Consiglio si è riservato la definizione delle politiche di sostenibilità, i cui risultati sono comunicati in modo integrato con quelli economico-finanziari e inclusi nella Relazione Finanziaria Annuale, nonché l'esame e approvazione della rendicontazione in materia non ricompresa nel reporting integrato. Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendale, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Direttore Internal Audit, nonché la nomina dell'Organismo di Vigilanza e Garante del Codice Etico di Eni. A tal fine, il Consiglio può avvalersi dell'attività istruttoria del Comitato per le Nomine.

Flussi informativi

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci. Questi ultimi, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e del Comitato Controllo e Rischi, per assicurare uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della società. L'adeguatezza e tempestività dei flussi informativi è oggetto di periodica valutazione

da parte del Consiglio di Amministrazione nell'ambito del processo annuale di autovalutazione (cfr. paragrafo successivo).

Formazione e autovalutazione

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno e con la supervisione del Comitato per le Nomine, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")⁷, di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari, anche al fine di proporre agli azionisti orientamenti sui profili per la composizione ottimale del futuro Consiglio. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati. Inoltre, il Consiglio Eni, nel definire le modalità di svolgimento della Board Review valuta anche se effettuare una "Peer Review" dei consiglieri, consistente nel giudizio di ciascun consigliere sul contributo fornito singolarmente dagli altri consiglieri ai lavori del Consiglio. La Peer Review, effettuata per cinque volte negli ultimi 8 anni, completata da ultimo nel febbraio 2020 contestualmente alla Board Review, rappresenta una best practice fra le società quotate italiane; Eni è stata una delle prime società italiane a effettuarla sin dal 2012. Anche nel 2019 il Collegio Sindacale ha svolto la propria autovalutazione. A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. Inoltre, per approfondire i processi industriali di Eni, alla Board Induction si affianca un programma di ongoing training con visite programmate in Italia e all'estero. Nel corso del 2019, in continuità con le iniziative già intraprese, è stata effettuata una visita alla raffineria di Ruwais, ad Abu Dhabi, in occasione della riunione del Consiglio tenutasi all'estero.

La governance della sostenibilità

La struttura della governance di Eni rispecchia la volontà della Società di integrare la sostenibilità all'interno del proprio modello di business. Al Consiglio di Amministrazione è riservato un ruolo centrale nella definizione, su proposta dell'Amministratore Delegato, delle politiche e delle strategie di sostenibilità, nell'identificazione di obiettivi annuali, quadriennali e di lungo termine condivisi fra funzioni e società controllate e nella verifica dei relativi risultati, che vengono anche presentati all'Assemblea degli azionisti.

In particolare, un tema centrale su cui il CdA riveste un ruolo chiave è la sfida legata al processo di transizione energetica verso un futuro low carbon. In tale ambito, il CdA approva iniziative strategiche e obiettivi di lungo periodo per l'AD e per il management di Eni.

Si evidenzia che nel corso del 2018 Eni ha assicurato il proprio contributo all'iniziativa "Climate Governance"⁸ del World Economic Forum (WEF), con il coinvolgimento anche del Consiglio di Amministrazione di Eni, ed ha partecipato anche nel corso del 2019 ad ulteriori iniziative avviate nell'ambito del WEF, in particolare per definire un modello di valutazione dei processi di governance adottati dalle società per la gestione di rischi ed opportunità collegati ai cambiamenti climatici.

Altro tema centrale che il CdA presidia è il rispetto dei Diritti Umani, infatti, a dicembre 2018, il CdA di Eni SpA ha approvato la Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani. Questo documento rinnova l'impegno aziendale, allineandolo ai principali standard internazionali in materia di Diritti Umani e Impresa, a partire dai Principi Guida delle Nazioni Unite, evidenziando inoltre le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno.

Inoltre, proseguendo nel percorso di trasformazione, nel mese di settembre il CdA di Eni ha approvato una nuova Mission aziendale, che prende ispirazione dai 17 Obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite e mette in luce i valori di Eni relativi al clima, all'ambiente, all'accesso all'energia, alla cooperazione e alle partnership per lo sviluppo, al rispetto delle persone e dei diritti umani. La mission evidenzia i principi che sono alla base del modello di business dell'azienda volto all'integrazione della sostenibilità in tutte le attività dell'azienda e che ha riguardo, oltre che per clima e ambiente, anche per la crescita, la valorizzazione e la formazione delle risorse umane, considerando la diversità come opportunità.

[7] Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2019.

[8] L'iniziativa si propone di accrescere il livello di consapevolezza dei Board sui temi climate-related, anche a seguito di quanto previsto dalle raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).

I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2019

- Relazione Finanziaria 2018⁹, inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario;
- Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi di sostenibilità nella definizione dei piani di performance;
- Risultati HSE 2018;
- Documento volontario di reportistica di sostenibilità di Eni (cd. Eni for);
- Scenario di sostenibilità;
- Aggiornamento della Dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act";
- Nuova Mission Eni.

Il Comitato Sostenibilità e Scenari

Nello svolgimento dei propri compiti in materia di sostenibilità, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito per la prima volta nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni propositive e consultive in materia di scenari e sostenibilità. Il Comitato rappresenta un importante presidio delle tematiche di sostenibilità integrate nel modello di business della Società¹⁰.

L'Advisory Board

Il Consiglio di Amministrazione di Eni del 27 luglio 2017 ha istituito un Advisory Board¹¹, presieduto dal Consigliere Pagani e composto

da esperti internazionali: Ian Bremmer, Christiana Figueres, Philip Lambert e Davide Tabarelli, con il compito di analizzare i principali trend geopolitici, tecnologici ed economici, incluse le tematiche relative al processo di decarbonizzazione, a beneficio del Consiglio stesso e dell'Amministratore Delegato. Nel corso del 2019 l'Advisory Board si è riunito due volte, nei mesi di aprile e luglio, affrontando tematiche inerenti alle nuove regolamentazioni in ambito ambientale, progetti green (forestry ed energie rinnovabili) e approfondendo le evoluzioni maturate negli scenari internazionali.

La Politica di Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni contribuisce alla strategia aziendale, al perseguimento degli interessi di lungo termine e alla sostenibilità della Società ed è definita in coerenza con il modello di governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Auto-disciplina, in modo tale da attrarre, motivare e trattenere persone di elevato profilo professionale e manageriale, e da allineare l'interesse del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti nel medio-lungo periodo.

A tal fine, la remunerazione del top management di Eni è definita in relazione ai ruoli e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per posizioni analoghe, nell'ambito di panel di imprese con caratteristiche di business comparabili con Eni. Nell'ambito della Politica di Remunerazione Eni assume particolare rilevanza la componente variabile, anche a base azionaria, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, che rappresentano compiutamente le priorità essenziali della Società, in coerenza con il Piano Strategico e con le aspettative di azionisti

e stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale e ambientale, in coerenza con la natura a lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio. La Politica definita per il prossimo mandato 2020-2023 prevede pertanto il mantenimento, nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, di un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 25%) e l'introduzione, nel Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022, di un obiettivo connesso ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su una serie di traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica e all'economia circolare.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com) ed è sottoposta, al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa¹².

[9] Si tratta di un report integrato per consentire agli stakeholder di Eni, anche non investitori, di comprendere le interconnessioni esistenti tra i risultati economico-finanziari e quelli in campo ambientale e sociale, secondo il modello di business integrato di Eni.

[10] Per maggiori approfondimenti sulle attività svolte dal Comitato nel corso del 2019 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2019.

[11] Maggiori informazioni sono disponibili sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

[12] Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.Lgs. n. 58/98.

OBIETTIVI 2019 AI FINI DEL PIANO DI INCENTIVAZIONE DI BREVE TERMINE CON DIFFERIMENTO 2020

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI (25%)	RISULTATI OPERATIVI E SOSTENIBILITÀ DEI RISULTATI ECONOMICI (25%)	SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE E CAPITALE UMANO (25%)	EFFICIENZA E SOLIDITÀ FINANZIARIA (25%)
INDICATORI Earning Before Tax (12,5%) Free cash flow (12,5%)	INDICATORI Produzione idrocarburi (12,5%) Risorse esplorative (12,5%)	INDICATORI Emissioni CO ₂ (12,5%) Severity Incident Rate (12,5%)	INDICATORI ROACE adjusted (12,5%) Net Debt/EBITDA adjusted (12,5%)
LEVE Espansione dell'upstream Rafforzamento nel Gas & Power Resilienza nel downstream Green business	LEVE Modello fast track Crescita acreage esplorativo Diversificazione	LEVE Decarbonizzazione HSE e sostenibilità	LEVE Disciplina finanziaria Efficienza dei costi operativi e G&A Ottimizzazione del capitale circolante

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi¹³

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso a vari livelli dell'assetto organizzativo e societario, basato su strumenti, strutture organizzative, norme, regole aziendali e flussi informativi tra i diversi livelli di controllo e verso gli organi di gestione e controllo della Società e delle sue controllate. Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi trova fondamenta anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le persone di Eni. La Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo, approvate dal Consiglio, definiscono compiti, responsabilità e modalità di coordinamento tra i principali attori del sistema. Nella riunione del 25 ottobre 2018 tali linee di indirizzo sono state aggiornate, dal Consiglio stesso, al fine di tener conto anche delle recenti evoluzioni organizzative e normative interne in tema di Compliance Integrata.

Nel corso del 2018, infatti, è stata completata la definizione del modello di riferimento del processo di Compliance Integrata, che insieme al Modello 231 e al Codice Etico, è finalizzato ad assicurare che tutte le persone che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di business operino nel pieno rispetto delle regole di integrità, delle leggi e delle normative applicabili in un quadro regolamentare nazionale e internazionale sempre più complesso definendo un processo articolato, sviluppato con un approccio risk based, per la gestione delle attività di prevenzione delle non-conformità. In quest'ottica sono state elaborate metodologie di valutazione dei rischi finalizzate a modulare i controlli, a calibrare le attività di monitoraggio e a pianificare le attività di formazione e comunicazione in funzione del rischio di compliance sottostante le diverse fattispecie, per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza. Il processo di Compliance Integrata è stato disegnato in modo da stimolare l'integrazione tra chi opera nelle attività di business e le funzioni aziendali poste a presidio dei vari rischi di compliance, siano esse interne o esterne alla Direzione Compliance Integrata.

Inoltre, nel mese di ottobre 2018, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato, su proposta dell'Amministratore Delegato, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti) che, aggiornando per gli aspetti relativi agli "emittenti" la precedente normativa Eni, recepisce le modifiche introdotte dal Regolamento n. 596/2014/UE del 16 aprile 2014 e dai relativi Regolamenti di attuazione, nonché dalle norme nazionali, tenendo conto degli orientamenti istituzionali italiani ed esteri in materia. La normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato. Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione. La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Chief Financial Officer di Eni che ricopre, inoltre, il ruolo di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari. Un ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Autodisciplina, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

[13] Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2019.

Exploration & Production



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) di cui: dipendenti contrattisti	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,33 0,18 0,37	0,30 0,29 0,30	0,28 0,23 0,30
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	23.572	25.744	19.525
Utile (perdita) operativo		7.417	10.214	7.651
Utile (perdita) operativo adjusted		8.640	10.850	5.173
Utile (perdita) netto adjusted		3.436	4.955	2.724
Investimenti tecnici		6.996	7.901	7.739
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	5,1	9,3	8,7
Opex per boe ^{(c)(d)}		6,4	6,8	6,6
Finding & Development cost per boe ^{(c)(e)}		15,5	10,4	10,4
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		43,54	47,48	35,06
Produzione di idrocarburi ^(c)	(migliaia di boe/giorno)	1.871	1.851	1.816
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.268	7.153	6.990
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	10,6	10,5
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	92	100	103
Dipendenti in servizio a fine periodo di cui: all'estero	(numero)	11.502 6.946	11.645 7.114	11.970 7.460
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	988	1.595	3.022
CO ₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,56	1,08	1,14
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo	(miliardi di Sm ³)	1,2	1,4	1,6
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata ^(f)	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe)	19,58	21,44	22,75

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

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

(d) L'indicatore calcolato a criteri immutati rispetto ai comparative period è pari a 6,9 \$/boe.

(e) Media triennale.

(f) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.114 mln di boe, 1.067 mln di boe e 998 mln di boe, rispettivamente nel 2019, 2018 e 2017.

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta allo 0,33 con un incremento del 10% per effetto dell'aumento del numero di infortuni dei contrattisti.
- I barili sversati a seguito di oil spill operativi sono diminuiti del 38% ri-

- spetto al 2018, grazie ad interventi di manutenzione preventiva, revisione di piani anti-corrosione integrati e sostituzione di tratti di linee.
- Emissioni fuggitive di metano in riduzione del 48% rispetto al 2018 e dell'81% rispetto al 2014 raggiungendo con 6 anni di anticipo il tar-

get comunicato al 2025, grazie al completamento delle campagne di monitoraggio ed attività di manutenzione pianificate nell'anno.

- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo in riduzione del 15% rispetto al 2018 e del 29% rispetto al 2014. Confermato il target di azzeramento al 2025.
- L'indice di intensità emissiva GHG upstream è migliorato del 9% rispetto al 2018. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è del 27% ed è in linea con l'obiettivo al 2025.
- Nel 2019 il settore E&P ha registrato l'utile operativo adjusted di €8.640 milioni, in crescita del 7%, escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge nel 2018 e al netto dello scenario, dello IFRS 16 e dell'effetto dei minori tassi di attualizzazione sui costi d'ab-

bandono capitalizzati con conseguenti maggiori ammortamenti.

- Produzione di idrocarburi pari a 1,871 milioni di boe/giorno, in crescita del 5% escludendo gli effetti della cessazione del contratto produttivo Intisar avvenuta nel terzo trimestre 2018 e al netto degli effetti prezzo/portafoglio. Il contributo da avvisi/ramp-up nell'anno è stato di 253 mila boe/giorno.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2019 ammontano a 7,3 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 63 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è del 117%; tasso di rimpiazzo organico del 92% (100% a prezzi costanti). Media triennale del tasso di rimpiazzo organico pari al 98%. La vita utile residua delle riserve è di 10,6 anni (10,6 anni nel 2018).

Gestione del portafoglio

- Vår Energi, la joint venture tra Eni (69,6%) e HitecVision (30,4%), ha completato l'acquisizione, effettiva dal 1° gennaio 2019, degli asset upstream di ExxonMobil in Norvegia con una produzione di 150 mila boe/giorno, per il corrispettivo di \$4,5 miliardi interamente finanziati dalla joint venture. L'operazione ha valenza strategica per Vår Energi che diventa il secondo operatore upstream in Norvegia con l'obiettivo di produrre fino a 350 mila boe/giorno al 2023 grazie allo sviluppo dei progetti in portafoglio.
- Ceduti a Qatar Petroleum i blocchi esplorativi in Marocco, Mozambico e Kenia, quest'ultimo in attesa di ratifica.
- Firmato accordo di farm-in con ExxonMobil di una quota del 10% di tre blocchi offshore in Mozambico.
- Finalizzata la cessione a Neptune Energy di una quota del 20% della scoperta di Merakes nel blocco East Sepinggan in Indonesia. A seguito della cessione, Eni rimane operatore dell'area con una quota del 65%.
- Completata l'acquisizione della partecipazione del 49% di tre concessioni nel bacino del Berkine Nord in Algeria. Conseguito lo start-up produttivo nell'area grazie all'applicazione del modello Eni di sviluppo fast-track delle risorse scoperte, che massimizza il valore dei progetti attraverso sviluppi sinergici con infrastrutture già esistenti.

Esplorazione

- L'attività esplorativa si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni, garantendo una grande base di risorse a costi competitivi, assicurando flessibilità nel breve termine e alimentando la crescita nel lungo. Nel corso del 2019 sono state aggiunte 820 milioni di boe di risorse equity, con un costo esplorativo unitario di 1,5 \$/boe. Sono state effettuate importanti scoperte/appraisal, in particolare:
 - Egitto, con una scoperta a gas nel prospetto esplorativo Nour (Eni 40%, operatore). Scoperte near-field nel Deserto Occidentale, nel Delta del Nilo e nel Golfo di Suez. Queste ultime sono già state allacciate agli impianti dell'area;
 - Angola, con risultati eccellenti nel Blocco offshore 15/06 (Eni 36,84%, operatore) con tre scoperte (Agogo, Ndungu e Agidigbo), che assieme a quelle di fine 2018 (Kalimba e Afoxè), hanno consentito di incrementare di ulteriori 2 miliardi di barili di olio in posto il nuovo potenziale minerario dell'area;
 - Ghana, con la scoperta a gas e condensati di Akoma-1 nella licenza Cape Three Points Block 4 (Eni 42,47%, operatore), in prossimità alle facility produttive esistenti;
 - Vietnam, con una scoperta a gas e condensati nel prospetto esplorativo Ken Bau nel Blocco 114 (Eni 50%, operatore), nell'offshore del Paese;
 - scoperta near-field nel Delta del Niger, già collegata agli impianti di produzione;
 - Mare del Nord norvegese con tre scoperte a olio e gas nella licenza PL 869 partecipata da Vår Energi;
 - prima scoperta a gas e condensati nell'Emirato di Sharjah (EAU) nel prospetto esplorativo Mahani-1, ad un solo anno dalla firma degli accordi di concessione;
 - altri successi esplorativi in Algeria e Gabon.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 36.000 chilometri di nuovo acreage. In particolare:
 - Egitto, nuovi blocchi esplorativi onshore nel Deserto Occidentale e nel Delta del Nilo;
 - Norvegia, dove Vår Energi si è aggiudicata 13 licenze, di cui 4 come operatore. Inoltre nel gennaio 2020 acquisite ulteriori 17 licenze esplorative, di cui 7 come operatore;
 - Angola, con il blocco offshore 1/14 (Eni 35%, operatore) e onshore Cabinda Centro (Eni 42,5%), in attesa di ratifica dalle competenti autorità;
 - Ghana, con l'operatorship del blocco offshore WB03 (Eni 70%). Sono in corso di definizione, con le Autorità del Paese, le clausole contrattuali che regolano la concessione mineraria;
 - Emirati Arabi Uniti: (i) l'operatorship e una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore di Abu Dhabi; (ii) tre concessioni onshore esplorative nell'Emirato di Sharjah, con l'operatorship e una quota del 75% nelle aree A e C e una quota del 50% nell'area B; e (iii) una concessione offshore esplorativa nell'Emirato di Ras al Khaimah con l'operator-

- ship e una quota del 90% nel Blocco A;
- firmato l'Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA) del Blocco 1 nell'offshore del Bahrain. Attraverso questo accordo, Eni consolida la propria presenza in Bahrain, in linea con la strategia di diversificazione del proprio portafoglio esplorativo in bacini petroliferi ad alto potenziale di idrocarburi liquidi;
- firmato un protocollo con il Ministero dell'Energia del Kazakistan e KazMunayGas (KMG) che assegna i diritti di esplorazione e produzione di idrocarburi del blocco di Abay, nell'offshore del Mar Caspio. Il blocco sarà operato attraverso una joint venture 50/50 con KMG;
- Indonesia, il blocco esplorativo West Ganai (Eni 40%, operatore) nelle acque profonde del bacino di Kutei, con effetti al 1°

gennaio 2020. L'area include la scoperta di Maha e ulteriore potenziale minerario il cui sviluppo farà leva sulle sinergie con le infrastrutture esistenti;

- altre licenze sono state acquisite in Algeria, Argentina, Cipro, Costa d'Avorio, Messico, Mozambico, Tunisia e Albania, quest'ultima ratificata dalle competenti autorità nel marzo 2020.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2019 sono pari a €489 milioni (€380 milioni nel 2018) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €214 milioni (€93 milioni nel 2018) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. Le radiazioni hanno riguardato principalmente i progetti in Australia, Kazakistan, Pakistan, Cina e Regno Unito. A fine esercizio risultano 98 pozzi in progress (47,7 in quota Eni).

Sviluppi di business

- Nel corso dell'anno conseguito lo start-up produttivo dei progetti:
- Area 1 nell'offshore del Messico, avviata in early production a soli undici mesi dalla decisione finale di investimento (FID);
 - in Egitto il progetto gas Baltim South West, all'interno della Great Noor Area, a soli diciannove mesi dalla FID, e le recenti scoperte a olio near-field nell'area di sviluppo South West Meleha e di Sidri South;
 - in Algeria, nell'area del Berkine Nord con la produzione a olio e a gas, quest'ultima nel 2020, con uno sviluppo accelerato delle risorse dell'area;
 - Nasr Full Field Development nella concessione Umm Shaif/Nasr (Eni 10%) negli Emirati Arabi Uniti, con conseguente ramp-up produttivo;
 - Trestakk, partecipato da Vår Energi, in Norvegia;
 - a gennaio 2020 avviato il giacimento a olio Agogo nel Blocco offshore 15/06 in Angola, a soli nove mesi dalla scoperta, in sinergia con le FPSO presenti nell'area.
- Completate le attività dei progetti pianificate nell'anno con conseguente ramp-up produttivo: Zohr in Egitto; i progetti libici Wafa compression e Bahr Essalam fase 2, avviati nel 2018; il progetto OCTP in Ghana; le attività di sviluppo del Blocco operato 15/06 in Angola nonché alcuni progetti in Nigeria.
- Ottenuta la FID per cinque progetti: l'espansione dell'impianto GNL di Bonny di proprietà della Nigeria LNG che aumenterà la capacità

produttiva a oltre 30 milioni di tonnellate/anno nel 2024, Berkine Nord fase 2 in Algeria, Dalma negli Emirati Arabi Uniti, Agogo in Angola, nonché Balder X in Norvegia da Vår Energi.

- Continuano i programmi volti a migliorare l'accesso all'energia in Africa. In particolare nel corso dell'anno sono state completate le attività per incrementare la capacità di generazione elettrica della centrale CEC (Eni 20%) in Congo e di Okpai in Nigeria nonché la riabilitazione di alcune centrali elettriche in Libia; il progetto Takoradi-Tema interconnection in Ghana con l'obiettivo di incrementare l'utilizzo del gas anche nella parte orientale del Paese; altre iniziative in Angola, Mozambico ed Indonesia. Le attività completate confermano come l'accesso all'energia, soprattutto in Africa, rimane parte integrante del modello di business di Eni.
- Prosegue la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria, in particolare nell'area nord-est, tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione. In particolare nel biennio 2018-2019 sono stati realizzati 16 pozzi.
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €6 miliardi, realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Nigeria, Kazakistan, Indonesia, Messico, Stati Uniti e Angola.
- Nel 2019 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €71 milioni (€96 milioni nel 2018).

RISERVE

GENERALITÀ

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

GOVERNANCE DELLE RISERVE

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore¹; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi

e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato l'Università degli Studi di Milano conseguendo la Laurea in Fisica nel 1988 e possiede un'esperienza di oltre 30 anni nel settore petrolifero e oltre 20 anni nella valutazione delle riserve. Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

VALUTAZIONE INDIPENDENTE DELLE RISERVE

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione² indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti³. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2019³ da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare nel 2019 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 31% delle riserve Eni al 31 dicembre 2019⁴. Nel triennio 2017-2019 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2019 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Zohr in Egitto. Il giacimento Zohr sarà sottoposto a valutazione indipendente nel 2020.

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2016.

(2) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Générale de Surveillance.

(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2019.

(4) Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

EVOLUZIONE

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patri-

monio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2018	6.356	797	7.153
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	618	68	686
Effetto prezzo	(58)		(58)
Promozioni nette	560	68	628
Portfolio	(8)	178	170
Produzione	(621)	(62)	(683) ^(a)
Riserve certe al 31 dicembre 2019	6.287	981	7.268
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)		117
Tasso di rimpiazzo organico			92
Tasso di rimpiazzo organico, al netto dell'effetto prezzo			100

(a) Vedi nota (c) sulle tavole della produzione annuale e giornaliera di idrocarburi.

Le riserve certe al 31 dicembre 2019 sono pari a 7.268 milioni di boe, di cui 6.287 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 628 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (+107 milioni di boe), a seguito principalmente della decisione finale d'investimento (FID) dei progetti Dalma negli Emirati Arabi Uniti, di Assa North in Nigeria e Agogo in Angola; e (ii) revisioni di precedenti stime (+521 milioni di boe) riferite all'avanzamento nello sviluppo dei progetti a gas in Nigeria a supporto dell'espansione dell'impianto GNL di Bonny nonché dei progetti in portafoglio quali Zohr in Egitto, Kashagan in Kazakhstan, Berkine Nord in Algeria e Balder X in Norvegia.

L'effetto prezzo negativo per 58 milioni di boe è principalmente dovuto alla variazione in riduzione sia del marker Brent di riferimento che dei prezzi gas di produzione del 2019 rispetto al 2018, con conseguenti effetti sulle quantità spettanti in base contratti di PSA e sull'economicità dei profili di produzione.

Il portfolio di 170 milioni di boe è riferito a: (i) l'acquisizione di asset

upstream di ExxonMobil in Norvegia; (ii) l'acquisizione del 100% del giacimento produttivo di Oooguruk in Alaska; e (iii) la cessione degli asset produttivi in Ecuador, della quota del 20% della scoperta Mera-kes in Indonesia, nonché asset minori in Norvegia.

Il tasso di rimpiazzo organico⁵ delle riserve certe si attesta al 92%; il tasso di rimpiazzo all sources al 117%.

La vita utile residua delle riserve è pari a 10,6 anni (10,6 anni nel 2018).

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019 ammontano a 2.114 milioni di boe, di cui 1.113 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 153 miliardi di metri cubi di gas naturale, prevalentemente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 905 milioni di barili di liquidi e 143 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2018	2.309
Promozioni	(655)
Nuove scoperte ed estensioni	101
Revisioni di precedenti stime	327
Acquisizioni	44
Cessioni	(12)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019	2.114

[5] Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Nel 2019 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 195 milioni di boe a seguito essenzialmente di: (i) avanzamento nella conversione a riserve certe sviluppate (655 milioni di boe); (ii) nuove scoperte ed estensioni (101 milioni di boe), a seguito principalmente della FID dei progetti Dalma negli Emirati Arabi Uniti, Assa North in Nigeria e Agogo in Angola; (iii) revisioni di precedenti stime (327 milioni di boe) principalmente per l'espansione dell'impianto GNL di Bonny in Nigeria e l'avanzamento del progetto di sviluppo di Zohr in Egitto; (iv) cessioni (12 milioni di boe) riferite alla vendita del 20% del progetto Merakes in Indonesia e asset minori in Norvegia; e (v) acquisizioni (44 milioni di boe) riferite in particolare alla citata operazione finalizzata da Vår Energi in Norvegia.

Durante il 2019, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 655 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Zohr e Nidoco North West in Egitto, Kashagan in Kazakhstan, Litchendjili in Congo, Ng1 Eleme in Nigeria e il progetto Area 1 in Messico.

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €6,8 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Le riserve certe non sviluppate di 0,5 miliardi di boe rimaste tali per 5 o più anni sono diminuite di 0,1 miliardi di boe rispetto al 2018 a seguito principalmente dell'avanzamento del progetto di sviluppo di Kashagan in Kazakhstan e dei progetti Bahr Essalam fase 2 e Wafa compression in Libia. Le riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni sono concentrate principalmente: (i) in Iraq (0,1 miliardi di boe) nel giacimento di Zubair dove lo sviluppo delle residue riserve avverrà con la perforazione di nuovi pozzi di produzione che saranno allacciati alle strutture esistenti già dimensionate in funzione del plateau produttivo atteso di 700 mila boe/giorno; (ii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,3 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; e (iii) giacimenti in Italia ed Egitto (0,1 miliardi di boe) dove lo sviluppo è in corso.

Riserve certe di petrolio e gas naturale

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate	2019			2018			2017		
Italia	194	21.298	333	208	33.958	428	215	32.003	422
Sviluppate	137	18.592	258	156	27.744	336	169	27.962	350
Non sviluppate	57	2.706	75	52	6.214	92	46	4.041	72
Resto d'Europa	41	7.398	89	48	9.055	106	360	25.390	525
Sviluppate	37	6.840	82	44	8.502	99	219	21.829	360
Non sviluppate	4	558	7	4	553	7	141	3.561	165
Africa Settentrionale	468	77.532	974	493	81.862	1.022	476	89.071	1.052
Sviluppate	301	38.927	553	317	40.967	582	306	34.913	532
Non sviluppate	167	38.605	421	176	40.895	440	170	54.158	520
Egitto	264	146.993	1.225	279	149.366	1.246	280	123.210	1.078
Sviluppate	149	135.274	1.033	153	94.332	764	203	40.228	463
Non sviluppate	115	11.719	192	126	55.034	482	77	82.982	615
Africa Sub-Sahariana	694	116.195	1.453	718	99.240	1.361	764	103.629	1.436
Sviluppate	519	52.609	863	551	52.973	895	546	47.949	856
Non sviluppate	175	63.586	590	167	46.267	466	218	55.680	580
Kazakhstan	746	55.747	1.108	704	56.324	1.066	766	59.697	1.150
Sviluppate	682	55.743	1.046	587	52.263	925	547	53.179	891
Non sviluppate	64	4	62	117	4.061	141	219	6.518	259
Resto dell'Asia	491	38.203	742	476	34.446	700	232	30.133	427
Sviluppate	245	19.403	372	252	23.271	403	81	24.376	238
Non sviluppate	246	18.800	370	224	11.175	297	151	5.757	189
America	225	6.785	268	252	7.839	302	162	6.370	203
Sviluppate	148	5.282	182	143	4.351	170	144	4.842	176
Non sviluppate	77	1.503	86	109	3.488	132	18	1.528	27
Australia e Oceania	1	14.350	95	5	18.432	125	7	20.054	137
Sviluppate	1	9.118	61	5	12.796	87	5	14.709	101
Non sviluppate		5.232	34		5.636	38	2	5.345	36
Totale società consolidate	3.124	484.501	6.287	3.183	490.522	6.356	3.262	489.557	6.430
Sviluppate	2.219	341.788	4.450	2.208	317.199	4.261	2.220	269.987	3.967
Non sviluppate	905	142.713	1.837	975	173.323	2.095	1.042	219.570	2.463
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	424	21.869	567	297	10.202	363			
Sviluppate	219	16.914	330	154	7.816	205			
Non sviluppate	205	4.955	237	143	2.386	158			
Africa Settentrionale	12	388	16	11	382	14	12	371	14
Sviluppate	12	388	16	11	382	14	12	371	14
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	10	8.155	63	12	8.788	68	12	9.879	75
Sviluppate	7	2.520	23	8	1.633	17	6	2.348	20
Non sviluppate	3	5.635	40	4	7.155	51	6	7.531	55
Resto dell'Asia								41	1
Sviluppate								41	1
Non sviluppate									
America	31	46.661	335	37	48.613	352	136	51.505	470
Sviluppate	31	46.661	335	32	48.613	347	25	51.505	359
Non sviluppate				5		5	111		111
Totale società in joint venture e collegate	477	77.073	981	357	67.985	797	160	61.796	560
Sviluppate	269	66.483	704	205	58.444	583	43	54.265	394
Non sviluppate	208	10.590	277	152	9.541	214	117	7.531	166
Totale riserve certe									
Sviluppate	2.488	408.271	5.154	2.413	375.643	4.844	2.263	324.252	4.361
Non sviluppate	1.113	153.303	2.114	1.127	182.864	2.309	1.159	227.101	2.629

IMPEGNI CONTRATTUALI DI FORNITURA

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti le vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 555 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 91% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2019 è stata di 1,871 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti delle operazioni di portafoglio e dell'effetto prezzo, la produzione ha registrato una crescita dell'1,7%, nonostante la cessazione del contratto produttivo Intisar in Libia, avvenuta dal terzo trimestre 2018, al netto della quale la variazione si ridetermina in circa +5%. La performance produttiva è stata sostenuta dal ramp-up di Zohr e dei progetti avviati nel 2018 in particolare in Libia, Ghana e Angola, dagli start-up in Messico, Norvegia, Egitto, Algeria (per un contributo complessivo di 253 mila boe/giorno), da incrementi in Nigeria, Kazakhstan ed Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione di gas in Indonesia a causa della riduzione della domanda gas in Asia, in Venezuela, per la situazione contingente nel Paese, nonché dal declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e Angola.

La produzione di petrolio è stata di 893 mila barili/giorno. Gli start-up e ramp-up del periodo, in particolare in Messico, Libia e Ghana,

e la crescita produttiva negli Emirati Arabi Uniti e Nigeria sono stati parzialmente compensati dalle fermate produttive, in particolare in Congo, dalla minore produzione in Venezuela e dal declino dei giacimenti maturi.

La produzione di gas naturale è stata di 150 milioni di metri cubi/giorno. Il ramp-up di periodo, in particolare in Egitto e Ghana e la crescita in Nigeria sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione in Indonesia e Venezuela nonché dal declino dei giacimenti maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 630,6 milioni di boe. La differenza di 52,4 milioni di boe rispetto alla produzione di 683 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (45,4 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (325,4 milioni di barili) è stata destinata per circa il 66% ai settori mid-downstream. La produzione venduta di gas naturale (46,7 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 18% al settore Gas & Power.

Produzione annuale di idrocarburi^{(a)(b)(c)}

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate	2019			2018			2017		
Italia	19	3,9	45	22	4,4	50	19	4,6	49
Resto d'Europa	8	1,8	20	41	4,6	71	37	4,9	69
Croazia					0,1	1		0,2	1
Norvegia				33	2,5	49	29	2,7	47
Regno Unito	8	1,8	20	8	2,0	21	8	2,0	21
Africa Settentrionale	61	11,9	138	56	13,4	144	58	18,1	175
Algeria	23	1,2	30	24	1,1	31	25	1,2	33
Libia	37	10,6	106	31	12,2	111	32	16,8	140
Tunisia	1	0,1	2	1	0,1	2	1	0,1	2
Egitto	27	15,6	129	28	12,6	110	26	8,9	84
Africa Sub-Sahariana^(d)	91	6,4	133	89	5,3	123	90	4,6	119
Angola	37	0,7	42	41	0,9	46	43	0,5	46
Congo	22	1,5	32	24	1,6	34	23	1,2	30
Ghana	9	1,0	15	5	0,2	7	3		3
Nigeria	23	3,2	44	19	2,6	36	21	2,9	40
Kazakhstan	36	2,8	55	35	2,7	52	30	2,7	48
Resto dell'Asia	32	5,2	66	28	5,7	65	20	3,6	43
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	18	0,1	19	14		14			
Indonesia		3,2	21	1	3,9	26	1	2,0	14
Iraq	10	0,8	15	10	0,4	13	15	0,2	16
Pakistan		1,1	7		1,1	7		1,4	9
Turkmenistan	3		3	2	0,3	4	3		3
America	20	0,7	24	19	1,2	27	23	2,0	36
Ecuador	2		2	4		4	4		4
Messico	1		1						
Stati Uniti	17	0,7	21	15	0,9	21	19	1,4	28
Trinidad e Tobago					0,3	2		0,6	4
Australia e Oceania	1	1,4	10	1	1,2	8	1	1,1	8
Australia	1	1,4	10	1	1,2	8	1	1,1	8
	295	49,7	620	319	51,1	650	304	50,5	631
Società in joint venture e collegate									
Angola	2	1,0	8	1	0,9	7	1	0,9	8
Indonesia							1	0,1	1
Norvegia	27	1,9	40						
Tunisia	1		1	1	0,1	1	1	0,1	1
Venezuela	1	2,0	14	3	2,3	18	4	2,8	22
	31	4,9	63	5	3,3	26	7	3,9	32
Totale	326	54,6	683	324	54,4	676	311	54,4	663

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

(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (45,4, 43,5 e 35,2 milioni di boe, rispettivamente nel 2019, 2018 e 2017).

(c) Con efficacia 1° gennaio 2019, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1 mc = 0,00653 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00647 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2019 è stato di circa 3 milioni di boe. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

(d) Il dato del 2019 include circa 4 milioni di boe, prevalentemente gas, per i quali il buyer, società petrolifera di stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay nell'ambito di un contratto di fornitura long term ed è altamente probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo dei volumi prepagati (make-up) nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation. Nelle disclosure Oil & Gas preparate in base allo SFAS 69, tale volume è classificato nei movimenti delle riserve al 31.12.2019 come cessione e il relativo ricavo è escluso dai risultati delle attività di esplorazione e produzione d'idrocarburi. Il calcolo degli indicatori prezzo per boe e operating cost per boe è unaffected da tale transazione.

Produzione giornaliera di idrocarburi^{(a)(b)(c)}

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate	2019			2018			2017		
Italia	53	10,7	123	60	12,1	138	53	12,5	134
Resto d'Europa	23	4,9	55	113	12,6	194	102	13,5	189
Croazia					0,3	2		0,5	3
Norvegia				89	6,9	134	81	7,5	129
Regno Unito	23	4,9	55	24	5,4	58	21	5,5	57
Africa Settentrionale	166	32,5	379	154	36,8	392	158	49,6	479
Algeria	62	3,2	83	65	3,0	85	68	3,3	90
Libia	101	29,0	291	86	33,4	302	87	46,0	384
Tunisia	3	0,3	5	3	0,4	5	3	0,3	5
Egitto	75	42,7	354	77	34,5	300	72	24,4	230
Africa Sub-Sahariana^(d)	249	17,6	363	244	14,3	337	247	12,6	327
Angola	102	1,9	113	111	2,4	127	119	1,3	126
Congo	59	4,2	87	65	4,3	92	63	3,2	83
Ghana	24	2,8	42	15	0,5	18	8	0,1	9
Nigeria	64	8,7	121	53	7,1	100	57	8,0	109
Kazakhstan	100	7,7	150	94	7,5	143	83	7,5	132
Resto dell'Asia	86	14,2	179	77	15,6	177	53	9,8	116
Cina	1		1	1		1	2		2
Emirati Arabi Uniti	49	0,2	51	39	0,1	40			
Indonesia	2	8,7	59	3	10,7	71	3	5,3	38
Iraq	27	2,2	41	28	1,0	34	40	0,6	43
Pakistan		2,9	19		3,0	20		3,7	24
Turkmenistan	7	0,2	8	6	0,8	11	8	0,2	9
America	55	1,9	68	52	3,4	75	63	5,5	99
Ecuador	6		6	12		12	12		12
Messico	4	0,1	4						
Stati Uniti	45	1,8	58	40	2,4	56	51	3,9	77
Trinidad e Tobago					1,0	7		1,6	10
Australia e Oceania	2	4,0	28	2	3,2	23	2	3,0	22
Australia	2	4,0	28	2	3,2	23	2	3,0	22
	809	136,2	1.699	873	140,0	1.779	833	138,4	1.728
Società in joint venture e collegate									
Angola	4	2,8	23	3	2,5	19	3	2,5	20
Indonesia					0,1	1	1	0,3	3
Norvegia	74	5,2	108						
Tunisia	3	0,1	3	3	0,1	4	3	0,1	4
Venezuela	3	5,4	38	8	6,3	48	12	7,7	61
	84	13,5	172	14	9,0	72	19	10,6	88
Totale	893	149,7	1.871	887	149,0	1.851	852	149,0	1.816

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

(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (124, 119 e 97 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2019, 2018 e 2017).

(c) Con effetto 1° gennaio 2019, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00653 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00647 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2019 è di 9 mila boe/giorno.

(d) Il dato del 2019 include circa 10 mila boe/giorno, prevalentemente gas, per i quali il buyer, società petrolifera di stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay nell'ambito di un contratto di fornitura long term ed è altamente probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo dei volumi prepagati (make-up) nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation. Nelle disclosure Oil & Gas preparate in base allo SFAS 69, tale volume è classificato nei movimenti delle riserve al 31.12.2019 come cessione e il relativo ricavo è escluso dai risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il calcolo degli indicatori prezzo per boe e operating cost per boe è unaffected da tale transazione.

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2019 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.292 (2.848,8 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.710 (2.113,2 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas

naturale sono pari a 1.582 (735,6 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Pozzi produttivi^(a)

	(numero)	2019			
		Petrolio		Gas naturale	
		totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia		204,0	158,2	441,0	383,0
Resto d'Europa		657,0	106,2	207,0	67,0
Africa Settentrionale		589,0	245,7	125,0	67,5
Egitto		1.196,0	513,2	141,0	43,6
Africa Sub-Sahariana		2.620,0	538,0	201,0	27,0
Kazakhstan		204,0	55,8	1	0,3
Resto dell'Asia		990,0	367,7	180,0	63,6
America		250,0	128,4	284,0	81,6
Australia e Oceania				2,0	2,0
		6.710,0	2.113,2	1.582,0	735,6

(a) Include 1.403 (382,8 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

ATTIVITÀ DI DRILLING

ESPLORAZIONE

Nel 2019 sono stati ultimati 31 nuovi pozzi esplorativi (16,3 in quota Eni), a fronte dei 24 nuovi pozzi esplorativi (15,6 in quota Eni) del 2018 e dei 25 nuovi pozzi esplorativi (15,9 in quota Eni) del 2017. Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come

previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 36% (47% in quota Eni), a fronte del 62% (66% in quota Eni) del 2018 e del 60% (52% in quota Eni) del 2017.

Perforazione esplorativa

	(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
		2019		2018		2017		2019	
		successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia			0,5		1,8				
Resto d'Europa		0,3	1,4		0,5	1,2	1,3	14,0	3,5
Africa Settentrionale		0,5			0,5	0,5		12,0	9,5
Egitto		4,5	1,5	1,7	1,5	2,5	5,4	13,0	9,7
Africa Sub-Sahariana		0,5	0,9	0,4		2,9	0,3	38,0	18,4
Kazakhstan								6,0	1,1
Resto dell'Asia			1,7	2,2	2,6			11,0	3,8
America				4,0		0,5		3,0	1,4
Australia e Oceania			0,5					1,0	0,3
		5,8	6,5	10,1	5,1	7,6	7,0	98,0	47,7

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

SVILUPPO

Nel 2019 sono stati ultimati 241 nuovi pozzi di sviluppo (85,4 in quota Eni) a fronte dei 209 nuovi pozzi di sviluppo (80,2 in quota Eni) del 2018 e dei 178 (90,7 in quota Eni) del 2017. È attualmente in corso la perforazione di 84 pozzi di sviluppo (21,0 in quota Eni).

Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2019		2018		2017		2019	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale	in quota Eni
Italia	3,0		3,0		2,6		2,0	1,6
Resto d'Europa	3,3		2,8	0,3	2,7	0,2	25,0	2,2
Africa Settentrionale	5,0	1,1	9,6	0,5	5,1		2,0	1,1
Egitto	33,5		30,7		49,7	2,3	9,0	3,5
Africa Sub-Sahariana	7,0		7,3	0,1	8,6		19,0	3,4
Kazakhstan	0,9		0,9		1,2		1,0	0,3
Resto dell'Asia	27,3	2,2	21,9		15,0	0,2	25,0	7,9
America	2,1		2,3		3,1		1,0	1,0
Australia e Oceania			0,8					
	82,1	3,3	79,3	0,9	88,0	2,7	84,0	21,0

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

SUPERFICI

Nel 2019 Eni ha condotto operazioni in 41 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2019 il portafoglio minerario di Eni consiste in 873 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 352.854 chilometri quadrati in quota Eni (406.505 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2018). La superficie sviluppata è di 29.283 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 328.571 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2019 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso in Bahrain e dall'acquisto di nuovi titoli in Emirati Arabi Uniti, Mozam-

bico, Algeria, Argentina, Egitto, Cipro, Norvegia, Tunisia, Kazakhstan, Costa d'Avorio e Messico per una superficie di circa 33.500 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in India, Cina, Vietnam, Portogallo, Ecuador e Regno Unito per circa 27.600 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta per variazioni di quota principalmente in Myanmar, Indonesia e Stati Uniti, per circa 970 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale principalmente in Indonesia, Sudafrica e Pakistan, nonché per variazioni di quota in Oman, Marocco, Cipro, Indonesia e Mozambico per circa 55.500 chilometri quadrati.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2018	31 dicembre 2019						
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. lorda non sviluppata ^(a)	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	46.332	309	15.282	58.616	73.898	9.278	28.750	38.028
Italia	14.987	128	9.545	7.595	17.140	7.887	5.845	13.732
Resto d'Europa	31.345	181	5.737	51.021	56.758	1.391	22.905	24.296
Cipro	17.111	7		26.614	26.614		14.557	14.557
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	2.628	131	4.828	14.577	19.405	777	3.436	4.213
Portogallo	3.182							
Regno Unito	4.018	38	909	1.011	1.920	614	506	1.120
Altri Paesi	1.883	2		2.701	2.701		1.883	1.883
AFRICA	165.699	260	54.351	273.494	327.845	15.194	148.431	163.625
Africa Settentrionale	33.932	69	17.628	51.716	69.344	7.966	23.907	31.873
Algeria	1.155	47	12.157	279	12.436	5.472	100	5.572
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	17.925	1		23.900	23.900		10.755	10.755
Tunisia	1.558	10	3.508	2.864	6.372	1.536	716	2.252
Egitto	5.248	56	5.659	15.710	21.369	2.113	5.500	7.613
Africa Sub-Sahariana	126.519	135	31.064	206.068	237.132	5.115	119.024	124.139
Angola	5.303	45	8.349	7.841	16.190	1.073	2.671	3.744
Congo	1.471	25	1.430	1.320	2.750	843	628	1.471
Costa d'Avorio	2.905	5		4.921	4.921		3.724	3.724
Gabon	4.107	4		4.107	4.107		4.107	4.107
Ghana	579	3	226	1.127	1.353	100	479	579
Kenia	43.948	6		50.677	50.677		43.948	43.948
Mozambico	978	10		25.304	25.304		4.349	4.349
Nigeria	7.722	32	21.059	8.631	29.690	3.099	3.543	6.642
Sudafrica	26.202	1		55.677	55.677		22.271	22.271
Altri Paesi	33.304	4		46.463	46.463		33.304	33.304
ASIA	181.414	69	12.686	267.851	280.537	3.199	139.497	142.696
Kazakhstan	1.543	8	2.391	5.124	7.515	442	1.718	2.160
Resto dell'Asia	179.871	61	10.295	262.727	273.022	2.757	137.779	140.536
Bahrain		1		2.858	2.858		2.858	2.858
Cina	5.228	6	77		77	13		13
Emirati Arabi Uniti	1.472	9	2.949	17.058	20.007	217	10.170	10.387
India	5.244							
Indonesia	23.769	13	2.605	20.898	23.503	1.029	14.926	15.955
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	1.461	2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	13.558	4		24.080	24.080		14.147	14.147
Oman	77.146	1		90.760	90.760		49.918	49.918
Pakistan	5.786	12	3.390	8.370	11.760	872	2.907	3.779
Russia	17.975	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.230	4		2.612	2.612		1.620	1.620
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	23.132	4		23.908	23.908		18.553	18.553
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	9.303	229	2.299	17.763	20.062	1.024	9.679	10.703
Ecuador	1.985							
Messico	3.000	10	14	5.455	5.469	14	3.092	3.106
Stati Uniti	2.191	205	1.024	1.683	2.707	513	1.422	1.935
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	1.061	8		9.082	9.082		4.596	4.596
AUSTRALIA E OCEANIA	3.757	6	728	2.860	3.588	588	2.214	2.802
Australia	3.757	6	728	2.860	3.588	588	2.214	2.802
Totale	406.505	873	85.346	620.584	705.930	29.283	328.571	357.854

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

Principali asset produttivi (% in quota Eni) ed anno di avvio delle operazioni

ITALIA		(1926)	Operato	Mare Adriatico e Ionico	Barbara (100%), Cervia/Arianna (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Luna (100%), Angela (100%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
				Basilicata	Val d'Agri (61%)
				Sicilia	Gela (100%), Tesoro (45%), Giarone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
RESTO D'EUROPA	Norvegia^(a)	(1965)	Operati	Goliat (45,24%), Marulk (13,92%), Balder & Ringhorne (62,64%) e Ringhorne East (48,71%)	
			Non Operati	Åsgard (15,35%), Kristin (13,31%), Heidrun (3,60%), Mikkel (33,67%), Tyrihans (12,54%), Morvin (20,88%), Great Ekofisk Area (8,62%), Boyla (13,92%), Brage (8,53%) e Snorre (12,91%)	
	Regno Unito	(1964)	Operati	Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)	
			Non Operati	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria^(b)	(1981)	Operati	Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%) e Blocco 405b (75%)	
			Non Operati	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)	
	Libia^(b)	(1959)	Non Operati	Aree contrattuali onshore	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
				Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Blocco NC 41 - 50%)
	Tunisia	(1961)	Operati	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), MLD (50%) ed El Borma (50%)	
EGITTO^{(b)(c)}		(1954)	Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Tamsah (Tuna, Tamsah e Denise - 50%), South West Meleiha (100%), Baltim (50%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Raml - 45%), Ashrafi (50%) e West Razzak (100%)	
			Non Operati	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Angola	(1980)	Operati	Blocco 15/06 (36,84%)	
			Non Operati	Blocco 0 (9,8%), le Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (12%), le Development Area nel Blocco 14 (20%), la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (10%) e le Development Area del Blocco 15 (18%)	
	Congo	(1968)	Operati	Nené Marine (65%), Litchendjili (65%), Zatchi (55,25%), Loango (42,5%), Ikalou (100%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%), M'Boundi (82%), Kouakouala (74,25%), Zingali (100%) e Loufika (100%)	
			Non Operati	Pointe-Noire Grand Fond (35%) e Likouala (35%)	
	Ghana	(2009)	Operati	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria	(1962)	Operati	OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)	
			Non Operati ^(d)	OML 118 (12,5%)	
KAZAKHSTAN^(b)		(1992)	Operati ^(e)	Karachaganak (29,25%)	
			Non Operati	Kashagan (16,81%)	
RESTO DELL'ASIA	Emirati Arabi Uniti	(2018)	Non Operati	Lower Zakum (5%) e Umm Shaif e Nasr (10%)	
	Indonesia	(2001)	Operati	Jangkrik (55%)	
	Iraq	(2009)	Operati ^(f)	Zubair (41,6%)	
	Pakistan	(2000)	Operati	Bhit/Bhadra (40%) e Kadanwari (18,42%)	
			Non Operati	Latif (33,3%), Zamzama (17,75%) e Sawan (23,7%)	
	Turkmenistan	(2008)	Operati	Burun (90%)	
AMERICA	Messico	(2019)	Operati	Golfo del Messico	Area 1 (100%)
	Stati Uniti	(1968)	Operati	Golfo del Messico	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)
				Alaska	Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)
			Non Operati	Golfo del Messico	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (8,5%), K2 (13,4%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)
				Texas	Alliance area (27,5%)
	Venezuela	(1998)	Non Operati	Perla (50%), Corocoro (26%) e Junin 5 (40%)	

(a) Asset detenuti tramite Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 69,6%).

(b) In alcune rilevanti iniziative minerarie, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.

(c) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di participating interest) che includono la quota di costi sostenuti per conto della first party secondo i termini del PSA in vigore nel Paese.

(d) Attraverso la SPDC JV, Eni partecipa con una quota del 5% in 17 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale.

(e) Eni e Shell sono co-operatori.

(f) Eni è capofila di un consorzio costituito da compagnie internazionali con la compagnia di Stato Missan Oil.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

Le attività di esplorazione e produzione sono condotte in diversi Paesi e pertanto soggette al rispetto di legislazioni, normative e regolamenti che riguardano tutti gli aspetti delle attività upstream quali: l'acquisizione di licenze, i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti, le royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.

Le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. Le tipologie contrattuali in cui Eni opera rientrano normalmente nel regime di concessione o Production Sharing Agreement (PSA).

Contratti di concessione. Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.

Production Sharing Agreement (PSA). Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri, principalmente in Africa, Medio ed Estremo Oriente. Il diritto minerario è in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società estere o locali. Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi. In base a tali contratti, Eni ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire le spese sostenute per sviluppare e gestire il campo. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedano che l'onere tributario a carico della Società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della Società a valere sulla quota di Profit Oil.

La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di PSA variano a seconda dell'area o del Paese. Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

ITALIA

Nell'offshore Adriatico le iniziative di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione; e (ii) progetti di efficientamento per ulteriore riduzione delle emissioni. In particolare sono state avviate le attività di sostituzione delle facility di compressione del gas della Centrale di Rubicone. Inoltre sono proseguite le attività definite nell'ambito dell'VIII Accordo con il Comune di Ravenna: (i) programmi di valorizzazione del territorio in collaborazione con l'Università di Bologna; (ii) iniziative a sostegno dell'occupazione giovanile; (iii) progetti di salvaguardia dell'area costiera; e (iv) programmi di Alternanza Scuola-Lavoro.

Nel corso dell'anno è stato completato il programma di trasformazione digitale del Centro olio di Viggiano presso la concessione Val d'Agri (Eni 61%, operatore) con miglioramento nell'ambito di sicurezza impiantistica e ambiente nonché delle performance operative. Inoltre è stato avviato il progetto Energy Valley, che prevede diverse iniziative in ambito della tutela ambientale, valorizzazione del territorio e sostenibilità del business: (i) il progetto Mini Blue Water di economia circolare, per il trattamento, recupero e riutilizzo delle acque di produzione nel Centro olio di Viggiano e l'installazione di impianti fotovoltaici a supporto delle facility del centro olio; (ii) la prosecuzione del piano di monitoraggio ambientale e sulla biodiversità. In particolare è stato realizzato un Centro di Monitoraggio Ambientale per la gestione e diffusione dei dati raccolti; e (iii) iniziative a supporto del settore agro-alimentare dell'area anche attraverso programmi di formazione. In particolare le attività dell'anno, con incremento dell'occupazione locale, hanno riguardato progetti di riqualificazione di alcune aree e ristrutturazione di fabbricati destinati all'utilizzo del settore agricolo.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono: (i) le attività per lo sviluppo dei giacimenti offshore a gas di Argo e Cassiopea (Eni 60%). Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere una carbon neutrality. Le attività includono il trasporto, tramite una pipeline sottomarina, del gas prodotto dai pozzi offshore ad un nuovo impianto di trattamento e compressione, che sarà realizzato all'interno della Raffineria di Gela su un'area bonificata. Inoltre nell'anno è stato siglato un protocollo d'intenti con il Ministero dell'Ambiente che definisce, nell'arco dei prossimi anni, diverse iniziative di riqualifica delle aree produttive, risanamento ambientale nonché progetti innovativi realizzati con tecnologie proprietarie, per la cattura e il riutilizzo della CO₂; e (ii) i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro, le iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nel febbraio 2019 è stata completata l'acquisizione, definita dagli accordi siglati nel 2018, della partecipazione del 49% nelle con-

cessioni di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II nel bacino del Berkine Nord. Le attività in corso nell'area hanno riguardato: (i) lo sviluppo accelerato delle riserve di petrolio e gas naturale delle tre concessioni. In particolare nel corso dell'anno è stata avviata la produzione a olio attraverso 7 pozzi produttivi e allacciamento alle esistenti facility dell'area di BRN nel Blocco 403 (Eni 50%). L'avvio della produzione di gas tramite la perforazione di 2 pozzi e il collegamento di altri 2 pozzi alle esistenti facility, è avvenuto nei primi mesi del 2020 a seguito del completamento della pipeline di collegamento di BRN all'impianto di trattamento di MLE nel Blocco 405b (Eni 75%, operatore); e (ii) l'attività esplorativa e di delineazione dell'area. In particolare nel 2019 l'attività ha avuto esito positivo con una scoperta di petrolio e gas naturale nella concessione di Ourhoud II.

Le attività di sviluppo degli altri blocchi hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione nelle aree operate dei Blocchi 403a/d e ROM Nord (Eni 35%), Blocchi 401a/402a (Eni 55%), nel Blocco 405b, Blocco 403 e Blocco 404 (Eni 12,25%); e (ii) il proseguimento dello sviluppo del campo di El Merk nel Blocco 208 (Eni 12,25%) con la perforazione di pozzi produttivi e water injection.

EGITTO

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) una scoperta a gas nella licenza esplorativa di El Qar'a (Eni 75%), nel Delta del Nilo; (ii) una scoperta a olio di Sidri nel permesso di Abu Rudeis (Eni 100%), nel Golfo di Suez. Le attività di drilling sono state completate e i pozzi produttivi allacciati alle esistenti facility produttive; (iii) le scoperte a olio di Basma e Shemy nel permesso produttivo di Meleiha (Eni 76%). Le attività di perforazione di Basma sono state completate e i relativi pozzi sono stati allacciati alle esistenti facility produttive; (iv) la scoperta a gas e condensati SWM-A-3X nel permesso South West Meleiha (Eni 100%); e (v) il pozzo Nour-1, mineralizzato a gas, nella licenza esplorativa Nour (Eni 40%).

Le nuove scoperte confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minerario residuo anche in aree produttive mature.

Nel febbraio 2019 sono stati assegnati a Eni due nuovi blocchi esplorativi nell'onshore del Paese: (i) South East Siwa (Eni 100%), nel Deserto Occidentale in prossimità della concessione South West Meleiha; e (ii) West Sherbean (Eni 50%, operatore), nell'onshore del Delta del Nilo, in prossimità del giacimento in produzione di Nooros (Eni 75%, operatore). In caso di successo esplorativo, le attività di sviluppo potranno avvalersi delle infrastrutture esistenti.

Nel corso del 2019 sono stati completati: (i) l'installazione nell'area produttiva del giacimento Nooros di una nuova pipeline per il trasporto del gas all'impianto di trattamento di El Gamil, per l'ottimizzazione della produzione e massimizzare il recupero delle riserve; (ii) il progetto offshore Baltim South West (Eni 50%, operatore) con conseguente start-up produttivo. Le attività hanno riguardato l'installazione di una piattaforma produttiva collegata all'esistente impianto di trattamento di Abu Madi. Lo start-up è stato conseguito a soli 19 mesi dalla decisione finale d'investimento (FID) confermando il successo della strategia di fast-track di Eni nel completamento e avvio dei progetti di sviluppo; e (iii) l'installazione nell'area produttiva di South West Meleiha di una pipeline di collegamento all'impianto di trattamento operato di Meleiha.

Le attività di sviluppo relative al ramp-up della produzione del progetto Zohr (Eni 50%, operatore) hanno riguardato: (i) il completamento delle rimanenti tre unità di trattamento onshore pianificate per un totale di otto; (ii) la perforazione ed avvio produttivo di ulteriori quattro pozzi; e (iii) il completamento e l'avvio del secondo gasdotto, portando la capacità installata ad oltre 91 milioni di metri cubi/giorno.

Al 31 dicembre 2019 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$5,4 miliardi pari a €4,8 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2019. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €1,1 miliardi. Al 31 dicembre 2019 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 807 milioni di boe.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente programmi di infilling e ottimizzazione della produzione: (i) nella concessione Sinai (Eni 100%, operatore), includendo la messa in produzione delle nuove scoperte, nonché l'ottimizzazione della water injection a supporto della pressione di giacimento; e (ii) nelle concessioni operate di Meleiha, Meleiha Deep (Eni 100%) e Ras Qattara (Eni 75%) nel Deserto Occidentale.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility proseguono i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due progetti di intervento da realizzarsi nell'arco di quattro anni. Il primo, già completato, include la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Il secondo progetto, per un valore complessivo di \$20 milioni, include diverse iniziative di supporto socio-economico e sanitario a favore delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. Il programma ha identificato, in accordo con gli stakeholder dell'area e le Autorità del Paese, tre aree di intervento: (i) acquacoltura ed attività ittiche; (ii) progetti sanitari. In particolare è stato realizzato nel corso del 2019 un Centro Medico che fornirà servizi sanitari a circa 20 mila persone. Inoltre sono stati realizzati programmi di formazione e attività di prevenzione e promozione della salute; e (iii) programmi a supporto dei giovani, in particolare con la realizzazione nel corso del 2019 di un centro giovanile.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco operato 15/06 (Eni 36,84%) con la scoperta a olio di Agogo e i pozzi di appraisal Agogo-2 e Agogo-3, Ndungu e Agidibo. Le scoperte hanno consentito, insieme a quelle di fine 2018 (Kalimba e Afoxè), di incrementare di ulteriori 2 miliardi di barili di olio in posto il nuovo potenziale minerario dell'area. Nel 2020 è stata avviata la produzione della scoperta di Agogo attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, nell'ambito del progetto West Hub. In particolare lo start-up produttivo è stato conseguito attraverso l'applicazione delle tecnologie digitali che hanno permesso di ottimizzare i tempi di perforazione dei pozzi. Lo start-up record in soli nove mesi dalla scoperta conferma l'impegno di Eni nello sviluppo fast-track delle risorse scoperte, che massimizza il valore dei progetti attraverso sviluppi sinergici con infrastrutture già esistenti. Nell'ambito dello sviluppo del Blocco 15/06 sono in corso le attività che renderanno l'East Hub il primo impianto offshore di Eni completamente digitalizzato.

Nel gennaio 2020 è stata assegnata ad Eni l'operatorship del Blocco 28 (Eni 60%). Lo sviluppo delle scoperte farà leva su possibili sinergie sfruttando la presenza di facility produttive esistenti.

Nell'ottobre 2019 è stato firmato un accordo commerciale tra i partner del consorzio A-LNG (Eni 13,6%). L'accordo prevede l'assegnazione ad Eni dell'operatorship con una quota del 25,6% per lo sviluppo di campi a gas a supporto dell'impianto di liquefazione operato dal consorzio A-LNG. Il sanzionamento del primo progetto di sviluppo è atteso nel 2020.

Nel novembre 2019, Eni e le autorità del Paese hanno firmato un protocollo d'intesa che conferma la strategia di Eni che coniuga il business tradizionale con una crescita sostenibile dei territori in cui opera. In particolare il protocollo include: (i) progetti di accesso all'energia, diversificazione economica, accesso ad acqua e servizi sanitari, istruzione e formazione. I progetti saranno sviluppati nell'area di Cabinda nella parte settentrionale del Paese; (ii) la realizzazione di un impianto fotovoltaico nella provincia di Namibe. Eni e le autorità del Paese hanno contestualmente firmato il relativo accordo di concessione dell'area destinata alla realizzazione dell'impianto; (iii) i progetti per rafforzare servizi specialistici sanitari così come definito dal MoU firmato con il Ministero della Salute. I progetti saranno realizzati presso le strutture sanitarie di Luanda e nella provincia di Cabinda; e (iv) l'acquisizione del blocco offshore 1/14 (Eni 35%, operatore) e del blocco onshore Cabinda Centro (Eni 42,5%).

Nel corso del 2019 è stata finalizzata l'estensione del Blocco 15 (Eni 20%) fino al 2032, con unitizzazione di alcune aree produttive del blocco.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento dello sviluppo del giacimento Vandumbu nell'ambito del progetto West Hub nel Blocco 15/06; e (ii) programmi di ottimizzazione della produzione sui campi di Mpungi e Sangos nel Blocco 15/06 e nel Blocco 0 (Eni 9,8%).

Eni è inoltre impegnata nell'implementazione di attività a supporto dello sviluppo socio-economico nella regione meridionale del Paese, nella provincia di Huila e Namibe. Nel corso del 2019 sono stati realizzati progetti di accesso all'energia da fonti rinnovabili e all'acqua potabile.

Mozambico Nel maggio 2019 è stato sottoscritto un accordo di farm-in con ExxonMobil per l'acquisto di una quota del 10% dei blocchi offshore A5-B, Z5-C e Z5-D, nelle acque profonde dei bacini di Angoche e dello Zambesi.

Nel luglio 2019 è stata ceduta una quota del 25,5% del blocco offshore A5-A nelle acque profonde dello Zambesi, a Qatar Petroleum. Eni rimane operatore con una quota del 34%.

Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto di Coral South, operato da Eni, e le scoperte del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed ExxonMobil della fase liquefazione.

Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini e start-up atteso nel 2022. Il gas liquefatto sarà venduto dai concessionari di Area 4 alla BP sulla base di un contratto long-term della durata di venti anni con opzione di ulteriori dieci anni.

Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG pre-

vede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddling) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Total), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddling. Nel 2019 le Autorità del Paese hanno approvato l'accordo di unitizzazione tra l'Area 1 e l'Area 4. Il progetto prevede la realizzazione di due treni di liquefazione onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Nel maggio 2019 il piano di sviluppo è stato approvato dalle competenti Autorità del Paese.

Nel 2019 sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria, in particolare nella città di Pemba anche attraverso manutenzione ordinaria e straordinaria di scuole e iniziative di formazione; (ii) programmi per la promozione di comportamenti domestici più sostenibili attraverso progetti di clean cooking; (iii) programmi di protezione della biodiversità anche attraverso accordi con istituzioni e Autorità del Paese; (iv) progetti per la protezione e conservazione delle foreste (REDD+ program) in collaborazione con il Governo del Mozambico; e (v) programmi a sostegno della salute, coordinati con le Autorità sanitarie del Paese, nell'area di Maputo attraverso iniziative specifiche sui temi della prevenzione.

Nigeria Nel dicembre 2019 è stata sanzionata la FID per la realizzazione del settimo treno di trattamento dell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny (Eni 10,4%). La realizzazione dell'unità addizionale di trattamento consentirà di incrementare la capacità produttiva dell'impianto dagli attuali 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas, fino a oltre 30 milioni di tonnellate/anno. Il completamento e avvio produttivo è atteso nel 2024. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV (Eni 5%), TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2019 sono stati pari a circa 33 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sul mercato asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

Le attività di sviluppo dei blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore) hanno riguardato: (i) il completamento e start-up produttivo della scoperta a gas e condensati di Obiafu 41; e (ii) il potenziamento della centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai alimentata da parte del gas prodotto dall'area. Il completamento delle attività consentirà di raggiungere circa 1 GW di produzione.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) programmi di infilling e ottimizzazione della produzione nel blocco OML 118 (Eni 12,5%); (ii) il completamento di ulteriori due pozzi a olio del progetto Abo nel blocco OML 125 (Eni 100%, operatore). Il picco produttivo di 26 mila barili/giorno è stato raggiunto nel corso dell'anno; (iii) il completamento del progetto di sviluppo di gas associato Forkados Yokri Integrated Project nel blocco OML 43 (Eni 5%) e SSAGS project nel blocco OML 28 (Eni 5%). Il gas prodotto sarà destinato al mercato domestico; e (iv) il sanzionamento del progetto di flaring down di Assa North (Eni 5%) a supporto del mercato domestico.

Prosegue la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria, in particolare nelle aree nord-est, tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione.

Nel 2019 sono stati realizzati 6 pozzi che vanno ad aggiungersi a quelli realizzati nel 2018, per un totale di 16 pozzi. I programmi Eni a sostegno delle comunità locali del Paese proseguono con: (i) programmi di accesso all'energia; (ii) progetti di diversificazione economica, in particolare le iniziative del Green River Project; (iii) attività a supporto dell'educazione e formazione professionale; e (iv) interventi di riabilitazione di strutture sanitarie e fornitura di materiale medico.

KAZAKHSTAN

Kashagan Le attività di sviluppo del giacimento Kashagan (Eni 16,81%) sono focalizzate sul programma di espansione della capacità produttiva fino ai 450 mila barili di olio al giorno. Le attività definite includono diverse iniziative relative all'incremento della capacità di iniezione di gas naturale, la conversione di pozzi da produttori ad iniettori, l'upgrading delle facility esistenti e la realizzazione di una nuova unità onshore di trattamento.

Al 31 dicembre 2019 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$10 miliardi, pari a €8,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2019, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2019 (\$7,4 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,6 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €106 milioni. Al 31 dicembre 2019 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 661 milioni di boe in aumento rispetto al 2018.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%): (i) il progetto Karachaganak Debottlenecking è in corso di esecuzione; (ii) è stato sanzionato il progetto per la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas, avviato nel corso dell'anno; e (iii) completata la fase di Front End Engineering Design del Karachaganak Expansion Project. Le attività di sviluppo includono l'installazione di due ulteriori compressori di reiniezione gas.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di ponti e strade, costruzione di centri sportivi. Al 31 dicembre 2019 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a \$4.1 miliardi, pari a €3.7 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2019. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €267 milioni. Al 31 dicembre 2019 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 448 milioni di boe, in lieve riduzione rispetto al 2018, dovuta principalmente alla variazione del marker Brent di riferimento.

RESTO DELL'ASIA

Emirati Arabi Uniti Nell'anno sono stati assegnati ad Eni: (i) l'operatorship e una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore di Abu Dhabi. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi per il Blocco 1 e la perforazione di due pozzi esplorativi e di un pozzo di appraisal nel Blocco 2; (ii) tre concessioni onshore esplorative nell'Emirato di Sharjah, con l'operatorship e una quota del 75% nelle aree A e C e una quota del 50% nell'area B. Nel gennaio 2020 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas e condensati di Mahani-1 nella concessione B; e (iii) una concessione offshore esplorativa nell'Emirato di Ras al Khaimah con l'operatorship e una quota del 90% nel Blocco A.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il sanzionamento della FID del progetto Dalma Gas Development nella concessione di Gasha (Eni 25%). Lo start-up è atteso nel 2022; e (ii) il completamento del progetto Nasr Full Field Development nella concessione Umm Shaif/Nasr (Eni 10%) con conseguente ramp-up produttivo raggiunto nel corso del 2019.

AMERICA

Messico Nel febbraio 2020, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta offshore a olio di Saasken nel Blocco 10 (Eni 65%, operatore). Nel 2019 è stata avviata la produzione in early production della licenza operata Area 1 (Eni 100%) attraverso la perforazione di due pozzi e l'installazione di una piattaforma produttiva collegata tramite sealine ad un impianto di trattamento onshore. Le attività di perforazione sono state supportate dall'utilizzo di tool digitali che hanno ottimizzato i tempi. La fase di sviluppo full field include l'installazione di tre ulteriori piattaforme e di una FPSO per incrementare la capacità produttiva fino a 100 mila barili/giorno nel 2021.

Nel 2019 Eni e le Autorità locali hanno firmato un accordo di collaborazione per l'individuazione di programmi di sviluppo locale nell'ambito dell'educazione, della salute, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto dell'occupazione. In particolare, così come definito dagli accordi, nel corso dell'anno: (i) sono stati avviati i lavori di riabilitazione di due scuole. Le attività rientrano in un programma complessivo che include interventi su 13 scuole e percorsi formativi; (ii) l'avvio di campagne di lotta alla malnutrizione infantile; (iii) studi di fattibilità con le Università locali per l'identificazione di alcuni progetti di diversificazione economica; ed (iv) è stato finalizzato, con il supporto del Danish Institute for Human Rights, un impact assessment per l'elaborazione di un piano di azione nell'ambito dei diritti umani.

INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore (€6.996 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€5.931 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Nigeria, Kazakhstan, Indonesia, Messico, Stati Uniti e Angola.

In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare interventi di sidetrack e workover nelle aree mature. L'acquisto di riserve proved e unproved di €400 milioni riguarda

principalmente l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (€586 milioni) hanno riguardato in particolare le attività in Egitto, Angola, Messico, Emirati Arabi Uniti e Libia.

Nel 2019 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore è stata pari a €71 milioni (€96 milioni nel 2018). Sono state depositate 12 domande di brevetto.

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Acquisto di riserve proved e unproved		400	869	5	(469)
Egitto		1			1
Africa Settentrionale		135			135
Africa Sub-Sahariana				5	
Resto dell'Asia		23	869		(846)
America		241			241
Esplorazione		586	463	442	123
Italia			1	5	(1)
Resto d'Europa		43	52	186	(9)
Africa Settentrionale		71	20	55	51
Egitto		86	80	70	6
Africa Sub-Sahariana		128	22	25	106
Kazakhstan		7		3	7
Resto dell'Asia		141	140	20	1
America		74	146	76	(72)
Australia e Oceania		36	2	2	34
Sviluppo		5.931	6.506	7.236	(575)
Italia		289	380	260	(91)
Resto d'Europa		110	600	399	(490)
Africa Settentrionale		536	525	626	11
Egitto		1.481	2.205	3.030	(724)
Africa Sub-Sahariana		1.406	1.635	1.852	(229)
Kazakhstan		371	193	197	178
Resto dell'Asia		1.028	550	666	478
America		695	381	195	314
Australia e Oceania		15	37	11	(22)
Altro		79	63	56	16
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		6.996	7.901	7.739	(905)

Gas & Power

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,59	0,56	0,37
di cui: dipendenti		0,46	0,34	0,45
contrattisti		0,84	0,99	0,23
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	50.015	55.690	50.623
Utile (perdita) operativo		699	629	75
Utile (perdita) operativo adjusted		654	543	214
di cui: Gas & LNG Marketing and Power		376	342	77
Eni gas e luce		278	201	137
Utile (perdita) netto adjusted		426	310	52
Investimenti tecnici		230	215	142
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	73,07	76,71	80,83
di cui: in Italia		37,85	39,03	37,43
internazionali		35,22	37,68	43,40
Vendite di GNL ^(b)		10,1	10,3	8,3
Clienti retail in Italia	(milioni)	7,74	7,74	7,65
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	21,66	21,62	22,42
Vendite di energia elettrica		39,49	37,07	35,33
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	3.015	3.040	4.313
di cui: all'estero		975	951	2.031
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	10,47	11,08	11,30
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	394	402	395

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo).

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si è attestato a 0,59 registrando un lieve incremento rispetto all'anno precedente.
- Le emissioni di GHG evidenziano un trend in miglioramento del 5,5% rispetto al 2018 principalmente nell'attività di generazione elettrica e trasporto gas.
- Le emissioni di GHG riferite alla produzione di energia elettrica ri-

sultano in riduzione del 2% rispetto all'anno precedente per effetto della circostanza che il 2018 risentiva dei maggiori consumi di gas di raffineria in sostituzione del gas naturale.

- Nel 2019 il settore Gas & Power ha conseguito l'utile operativo adjusted di €654 milioni, con un incremento del 20% rispetto al 2018, principalmente grazie alle ottimizzazioni del portafoglio degli asset gas e power in Europa che ha beneficiato di uno sce-

nario di mercato particolarmente volatile, e al notevole miglioramento della performance del retail grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale, ai maggiori ricavi extracommodity e ai minori costi operativi.

→ Le vendite di gas nel mondo sono state di 73,07 miliardi di metri cubi, con una flessione del 4,7% rispetto al 2018 (-3,64 miliardi di metri cubi). In riduzione del 3% le vendite in Italia

(37,85 miliardi di metri cubi).

→ Le vendite di energia elettrica pari a 39,49 TWh evidenziano una crescita del 6,5% (+2,42 TWh) rispetto al 2018. In aumento per effetto delle maggiori vendite al mercato libero.

→ Gli investimenti tecnici di €230 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e del business power.

Accordi per la fornitura e il trasporto di gas naturale

Nel maggio 2019, Eni ha firmato un accordo con la società di Stato Sonatrach per il rinnovo dei contratti di fornitura per l'importazione del gas algerino in Italia fino al 2027 (con due anni aggiuntivi opzionali). Nel mese di luglio 2019 è stato perfezionato il contratto per il trasporto del gas algerino in Italia tramite il gasdotto tunisino. Il

contratto sottoscritto da Eni, tramite la società controllata Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC), prevede il diritto esclusivo di esercizio del gasdotto su tutta la capacità di trasporto per i prossimi 10 anni e l'impegno a sostenere i necessari investimenti di ammodernamento dell'infrastruttura.

Accordo di approvvigionamento di gas liquefatto con Nigeria LNG

Firmato un accordo per la fornitura decennale di approvvigionamento per 1,5 milioni di tonnellate di GNL con la joint venture Nigeria LNG Limited. L'accordo permette ad Eni di aggiungere volumi al

proprio portafoglio globale di GNL per un totale complessivo di 2,6 milioni di tonnellate e sostenere la crescita nei principali mercati di destinazione.

Impianto di liquefazione di Damietta

Firmati una serie di accordi con la Repubblica Araba d'Egitto (ARE), la Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), la Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) e la società spagnola Naturgy, per il riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta in Egitto entro giugno 2020. Gli accordi prevedono la risoluzione amichevole delle dispute pendenti di Unión Fenosa Gas con EGAS e ARE e la successiva ristrutturazione societaria della stessa Unión Fenosa Gas, la cui partecipazione nell'impianto di Damietta (80%) sarà trasferita per il 50% ad Eni e per il 30%

ad EGAS. Eni inoltre subentrerà nel contratto di acquisto del gas naturale destinato all'impianto e riceverà diritti di liquefazione corrispondenti, aumentando così i volumi di GNL in portafoglio di 3,78 miliardi di metri cubi all'anno.

Inoltre Eni subentrerà nelle attività di commercializzazione di gas naturale di Unión Fenosa in Spagna, rafforzando la sua presenza nel mercato europeo del gas. L'efficacia degli accordi è subordinata al verificarsi di alcune condizioni sospensive.

Sviluppo del portafoglio retail nel mercato della generazione distribuita da fonti rinnovabili

Nel novembre 2019, Eni, attraverso la società controllata Eni gas e luce, ha firmato un accordo per l'acquisizione del 70% di Evolve-re SpA, leader nella vendita, installazione e manutenzione di impianti fotovoltaici e di sistemi di accumulo per clienti residenziali

e business. L'acquisizione è stata finalizzata nel gennaio 2020. Grazie a quest'operazione Eni sarà leader nel mercato della generazione distribuita da fonti rinnovabili in Italia.

Soluzioni di ricarica per la mobilità elettrica

Nell'ambito della strategia di sviluppo del business di mobilità sostenibile, Eni attraverso la società controllata Eni gas e luce, ha avviato il servizio E-start HUB che offre, in ambito residenziale e

di business, soluzioni complete di ricarica per la mobilità elettrica, dallo sviluppo del progetto all'installazione, la manutenzione e i servizi digitali.

Iniziative di digital transformation

Le iniziative di digital transformation programmate afferiscono principalmente all'acquisizione, gestione e supporto al cliente, all'energy management e alla digitalizzazione delle funzioni di supporto. Sono in corso progetti di digital transformation volti allo sviluppo digitale di

modalità di interazione con la customer base (attuale e potenziale) e all'arricchimento del patrimonio informativo in termini di nuove fonti dati (Big data & Advanced Analytics) in ottica di prevenzione del churn, possibilità di offerte commerciali dedicate e gestione del rischio.

GAS NATURALE

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 9,4 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa. In particolare sul territorio nazionale i clienti sono 7,7 milioni. In un contesto di mercato caratterizzato da una domanda in leggera crescita nel 2019 (circa +2% e +3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2018, rispettivamente trainati prevalentemente dal settore elettrico grazie anche alla competitività dei prezzi gas sia in Europa che in Italia) e con una crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) volte al consolidamento della redditività del business (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

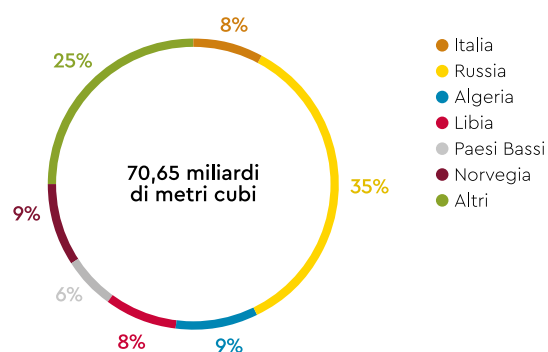
APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 70,65 miliardi di metri cubi, in riduzione di 3,50 miliardi di metri cubi, pari al 4,7%, rispetto al 2018.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (65,21 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono diminuiti rispetto al 2018

(-3,61 miliardi di metri cubi; -5,2%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Algeria (-5,36 miliardi di metri cubi), in Russia (-1,53 miliardi di metri cubi), in Indonesia (-1,48 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Francia (+2,90 miliardi di metri cubi), Libia (+1,31 miliardi di metri cubi) e Stati Uniti d'America (+1,20 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,44 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 2,1% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE



Approvvigionamenti di gas naturale

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
ITALIA		5,44	5,33	5,05	0,11	2,1
Russia		24,71	26,24	28,09	(1,53)	(5,8)
Algeria (incluso il GNL)		6,66	12,02	13,18	(5,36)	(44,6)
Libia		5,86	4,55	4,76	1,31	28,8
Paesi Bassi		4,12	3,95	5,20	0,17	4,3
Norvegia		6,43	6,75	7,48	(0,32)	(4,7)
Regno Unito		1,75	2,21	2,36	(0,46)	(20,8)
Indonesia (GNL)		1,58	3,06	0,74	(1,48)	(48,4)
Qatar (GNL)		2,79	2,56	2,36	0,23	9,0
Altri acquisti di gas naturale		7,91	5,52	6,75	2,39	43,3
Altri acquisti di GNL		3,40	1,96	2,31	1,44	73,5
ESTERO		65,21	68,82	73,23	(3,61)	(5,2)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		70,65	74,15	78,28	(3,50)	(4,7)
Prelevi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,08	0,08	0,31		
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,22)	(0,18)	(0,45)	(0,04)	(22,2)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		70,51	74,05	78,14	(3,54)	(4,8)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		2,56	2,66	2,69	(0,10)	(3,8)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		73,07	76,71	80,83	(3,64)	(4,7)

Nel 2019, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (3,4 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,3 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1,8 miliardi di metri cubi); (iv) dell'Indonesia (0,8 miliardi di metri cubi); (v) degli Stati Uniti (0,2 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas equity sono stati di circa 8,5 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 12% del totale delle disponibilità per la vendita. Le disponibilità per la vendita delle società collegate sono pari a 2,56 miliardi di metri cubi (-3,8% rispetto al 2018) e riguardano principalmente volumi approvvigionati in Oman, Spagna, Stati Uniti e Nigeria.

VENDITE DI GAS NATURALE

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, le vendite di gas naturale di 73,07 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società

collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 3,64 miliardi di metri cubi rispetto al 2018, pari al 4,7%.

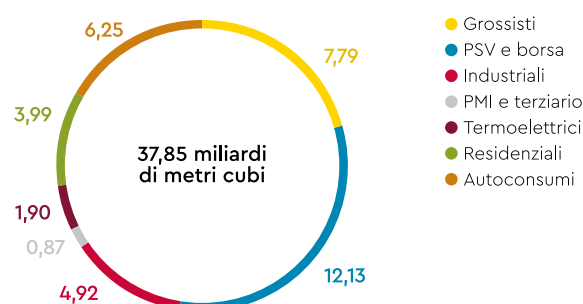
Vendite di gas per entità

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		70,39	73,70	77,52	[3,31]	[4,5]
Italia (inclusi autoconsumi)		37,85	39,03	37,43	[1,18]	[3,0]
Resto d'Europa		25,56	27,58	36,10	[2,02]	[7,3]
Extra Europa		6,98	7,09	3,99	[0,11]	[1,6]
Vendite delle società collegate (quota Eni)		2,68	3,01	3,31	[0,33]	[11,0]
Resto d'Europa		1,51	1,84	2,13	[0,33]	[17,9]
Extra Europa		1,17	1,17	1,18		
TOTALE VENDITE GAS MONDO		73,07	76,71	80,83	[3,64]	[4,7]

In riduzione del 3% le vendite in Italia a 37,85 miliardi di metri cubi, principalmente per effetto delle minori vendite al settore grossisti, all'hub e residenziali, in parte compensati dai maggiori volumi commercializzati al settore termoelettrico e industriale. In aumento i ritiri degli importatori in Italia (4,37 miliardi di metri cubi; +27,8% rispetto al 2018) a seguito della ripresa della disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 22,70 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 12,7% [-3,30 miliardi di metri cubi] rispetto al 2018. In riduzione dell'1,3% le vendite nei mercati extra europei [-0,11 miliardi di metri cubi] a seguito delle minori vendite di GNL nei mercati del Far East, parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati negli Stati Uniti.

VENDITE GAS ITALIA



Vendite di gas per mercato

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
ITALIA		37,85	39,03	37,43	[1,18]	[3,0]
Grossisti		7,79	9,15	8,36	[1,36]	[14,9]
PSV e borsa		12,13	12,49	10,81	[0,36]	[2,9]
Industriali		4,92	4,79	4,42	0,13	2,7
PMI e terziario		0,87	0,79	0,93	0,08	10,1
Termoelettrici		1,90	1,50	2,22	0,40	26,7
Residenziali		3,99	4,20	4,51	[0,21]	[5,0]
Autoconsumi		6,25	6,11	6,18	0,14	2,3
VENDITE INTERNAZIONALI		35,22	37,68	43,40	[2,46]	[6,5]
Resto d'Europa		27,07	29,42	38,23	[2,35]	[8,0]
Importatori in Italia		4,37	3,42	3,89	0,95	27,8
Mercati europei:		22,70	26,00	34,34	[3,30]	[12,7]
Penisola Iberica		4,22	4,65	5,06	[0,43]	[9,2]
Germania/Austria		2,10	1,83	6,95	0,27	14,8
Benelux		3,77	5,29	5,06	[1,52]	[28,7]
Regno Unito		1,75	2,22	2,21	[0,47]	[21,2]
Turchia		5,56	6,53	8,03	[0,97]	[14,9]
Francia		4,48	4,95	6,38	[0,47]	[9,5]
Altro		0,82	0,53	0,65	0,29	54,7
Mercati extra europei		8,15	8,26	5,17	[0,11]	[1,3]
TOTALE VENDITE GAS MONDO		73,07	76,71	80,83	[3,64]	[4,7]

GNL

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Europa		5,5	4,7	5,2	0,8	17,0
Extra Europa		4,6	5,6	3,1	(1,0)	(17,9)
TOTALE VENDITE GNL		10,1	10,3	8,3	(0,2)	(1,9)

Le vendite di GNL (10,1 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) si riducono dell'1,9% rispetto al 2018 e hanno riguardato prin-

cipalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Indonesia e Oman e commercializzato in Europa, Cina, Pakistan e Giappone.

ENERGIA ELETTRICA

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrara Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2019, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt, invariata rispetto al 31 dicembre 2018. Nel 2019, la produzione di energia elettrica è stata di 21,66 TWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2018. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 17,83 TWh di energia elettrica (+15,4% rispetto al 2018) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Vendite di energia elettrica

Le vendite di energia elettrica (39,49 TWh) in aumento del 6,5% rispetto al 2018 sono state destinate ai clienti del mercato libero (72%), borsa elettrica (18%), siti industriali (9%) e altro (1%). L'incremento di 2,40 TWh nel mercato libero, pari a +9,3%, è riconducibile alle maggiori vendite al segmento grossisti (+3,10 TWh), al middle market (+1,18 TWh) e ai clienti retail residenziali (+1,18 TWh), in parte bilanciate dalla riduzione dei volumi destinati ai clienti large (-3,23 TWh).

		2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(miloni di metri cubi)	4.410	4.300	4.359	110	2,6
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	276	356	392	(80)	(22,5)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	21,66	21,62	22,42	0,04	0,2
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.646	7.919	7.551	(273)	(3,4)

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		21,66	21,62	22,42	0,04	0,2
Acquisti di energia elettrica ^(a)		17,83	15,45	12,91	2,38	15,4
Disponibilità		39,49	37,07	35,33	2,42	6,5
Mercato libero		28,31	25,91	26,53	2,40	9,3
Borsa elettrica		7,27	7,17	5,21	0,10	1,4
Siti		3,38	3,49	3,01	(0,11)	(3,2)
Altro ^(a)		0,53	0,5	0,58	0,03	6,0
Vendite di energia elettrica		39,49	37,07	35,33	2,42	6,5

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

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2019 gli investimenti tecnici di €230 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€176 milioni) e le iniziative di flessibilizzazione e

upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€42 milioni).

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Mercato		218	207	138	11
Mercato		176	161	102	15
Italia		94	93	63	1
Esteri		82	68	39	14
Generazione elettrica		42	46	36	(4)
Trasporto internazionale		12	8	4	4
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		230	215	142	15
di cui:					
Italia		136	139	99	(3)
Esteri		94	76	43	18

Refining & Marketing e Chimica

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,27	0,56	0,62
di cui: dipendenti		0,24	0,49	0,56
contrattisti		0,29	0,62	0,69
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	23.334	25.216	22.107
Utile (perdita) operativo		(854)	(380)	981
Utile (perdita) operativo adjusted		(48)	380	991
- Refining & Marketing		220	390	531
- Chimica		(268)	(10)	460
Utile (perdita) netto adjusted		(75)	238	663
Investimenti tecnici		933	877	729
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	(milioni di tonnellate)	22,74	23,23	24,02
Grado di conversione del sistema ^(b)	(%)	56	54	54
Tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione ^(b)		88	91	90
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	311	253	242
Capacità di bioraffinazione ^(c)	(migliaia di tonnellate/anno)	660	360	360
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,25	8,39	8,54
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.411	5.448	5.544
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.766	1.776	1.783
Grado di efficienza della rete	(%)	1,23	1,20	1,20
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.068	9.483	8.955
Vendite di prodotti petrolchimici		4.285	4.938	4.646
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	67	76	73
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.291	11.136	10.916
di cui: all'estero		2.390	2.396	2.336
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,97	8,19	7,82
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di tonnellate)	248	253	258

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) A seguito dell'acquisizione di ADNOC Refining effettiva dal 1° agosto 2019, il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione è stato calcolato solo per le raffinerie possedute o partecipate per l'intero anno. Il grado di conversione del sistema include ADNOC Refining.

(c) Include il pro-quota della capacità di lavorazione installata della bioraffineria di Gela (720.000 ton/anno) avviata ad agosto 2019.

Performance dell'anno

- Nel 2019 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro conferma l'impegno di Eni nel rispetto delle linee guida in materia di salute e sicurezza, registrando un miglioramento del 52% rispetto al 2018 con il contributo sia dei dipendenti che dei contrattisti.
- Le emissioni di GHG hanno registrato una riduzione del 2,7% in termini assoluti per effetto di fermate avvenute presso alcuni impianti chimici.
- L'indice di intensità emissiva di GHG rispetto alle lavorazioni si è ridotto del 2% grazie ad interventi di efficienza energetica.
- Nel 2019 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito la perdita operativa adjusted di €48 milioni, che rappresenta un peggioramento di €428 milioni rispetto all'utile operativo di €380 milioni del 2018.
Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €220 milioni, con una riduzione del 44%, a causa della

debolezza dello scenario di raffinazione, attenuata dalla positiva performance registrata nel marketing.

Il business della Chimica ha conseguito una perdita operativa adjusted di €268 milioni, penalizzato da uno scenario depresso a causa del rallentamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materie plastiche, dalla minore domanda di "plastiche mono-uso" e dall'indisponibilità impiantistica a Priolo.

- Il margine di raffinazione di breakeven è di 5,8 \$/barile nel 2019, 3,5 \$/barile allo scenario cambio e differenziali oli di budget, a causa del generale apprezzamento dei greggi pesanti rispetto al greggio di riferimento Brent e alla minore valorizzazione dei prodotti, in particolare basi lubrificanti e benzine.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2019 sono state di 22,74 milioni di tonnellate, in lieve riduzione (-2,1%) rispetto al periodo di confronto, a causa delle minori lavorazioni presso le raffinerie di Bayernoil, che ha scontato nei primi nove mesi dell'anno l'indisponibilità di Vohburg, Livorno, Milazzo,

nonché presso la raffineria partecipata PCK. Tali riduzioni sono in parte compensate dalle maggiori lavorazioni della raffineria di Taranto.

- In crescita i volumi di lavorazione di oli vegetali per l'avvio in agosto della produzione di biocarburanti presso la bioraffineria di Gela (0,31 milioni di tonnellate; +22,9% rispetto al 2018).
- Le vendite sulla rete in Italia (5,81 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2018 (-1,7%).
- Le vendite rete nel Resto d'Europa (2,44 milioni di tonnellate) registrano un calo dell'1,6% rispetto al 2018 essenzialmente in Germania, a seguito dell'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.
- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,29 milioni di tonnellate hanno evidenziato una riduzione del 13,2% rispetto al 2018 per minori vendite, in particolare nel business degli intermedi.
- Gli investimenti tecnici del settore di €933 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione.

Perfezionamento acquisizione ADNOC Refining

Il 31 luglio 2019 è stata perfezionata l'acquisizione del 20% di ADNOC Refining in Abu Dhabi, per il corrispettivo di \$3,24 miliardi, che include il 20% di una Trading Joint Venture da avviare per la commercializzazione dei prodotti petroliferi. L'operazione si

inquadra nella strategia Eni di diversificazione geografica del portafoglio e bilanciamento lungo la catena del valore, con un incremento del 35% della capacità di raffinazione.

Avvio della bioraffineria di Gela

Nel mese di agosto 2019 Eni ha avviato la bioraffineria di Gela. L'impianto ha una capacità di lavorazione installata di 720.000 tonnellate/anno e si avvale della tecnologia Ecofining™ sviluppata da Eni per la produzione di biocarburanti a partire

da oli vegetali e materie prime di seconda generazione, quali oli usati e grassi animali. L'avvio dell'impianto di Gela costituisce un ulteriore passo lungo il percorso di decarbonizzazione delle attività di Eni.

Accordi per lo sviluppo dell'economia circolare nei biocombustibili

Nel corso dell'anno Eni ha sottoscritto diversi accordi per lo sviluppo congiunto di nuove soluzioni per lo sviluppo dell'economia circolare: con il Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica (COREPLA) per la produzione di idrogeno da rifiuti di imballaggi in plastica non riciclabili (plasmix); con il Consorzio Italiano Biogas per la trasformazione di biogas e biometano in prodotti raffinati idonei all'autotrazione; con Nextchem (gruppo Maire Tecnimont) per la realizzazione di una tecnologia

di conversione di rifiuti solidi urbani e plastiche non riciclabili in idrogeno e prodotti chimici; con Coldiretti per la produzione di biocarburanti da biomasse agricole e la ricerca di colture non in competizione con la catena alimentare, da utilizzare come carica alternativa per le bioraffinerie; con le regioni, in particolare con la Regione Lombardia, che ha aderito al Protocollo di sviluppo sostenibile. Gli accordi confermano l'impegno di Eni nella ricerca di soluzioni innovative per favorire la transizione energetica in corso.

Filiera integrata per lo sviluppo di polimeri speciali

Nel mese di febbraio 2020, Versalis ha acquisito il 40% della società Finproject, leader in Italia nel settore del compounding e nella produzione di manufatti ultraleggeri, con l'obiettivo di creare una filiera integrata dei polimeri speciali e di crescita internazionale. L'acquisizione, attraverso lo sviluppo di soluzioni innovative nei settori

della moda, design, footwear e applicazioni industriali, consentirà il posizionamento del portafoglio prodotti verso business più resilienti alla volatilità dello scenario, facendo leva sulle competenze di Versalis nella produzione di polimeri e sulla tecnologia di Finproject. L'operazione è sottoposta all'autorizzazione delle autorità competenti.

Sviluppo dell'economia circolare nel business della chimica

Nell'ambito dell'impegno nell'economia circolare applicata al business della chimica, Eni ha sviluppato Versalis Revive®, una linea di prodotti (stirenici e polietilene) contenenti materie plastiche da post-consumo. I prodotti sono stati sviluppati in collaborazione con Montello SpA, operatore primario in Europa nelle tecnologie di recupero e riciclo della plastica, con il quale

Eni ha stipulato un accordo per lo sviluppo di nuovi processi per la trasformazione della plastica riciclata. Sviluppato inoltre un polietilene espandibile (Extir® FL3000) con particolari proprietà meccaniche in grado di ridurre la dispersione di materiali plastici nell'ambiente e di incorporare una quantità maggiore di materiale riciclato.

Iniziative di digital transformation

Nel 2019 sono state avviate iniziative di digital transformation relative principalmente a: (i) la diffusione di nuove tecnologie e dispositivi di ultima generazione a supporto della sicurezza degli operatori nelle raffinerie di Sannazzaro e Venezia; (ii) il monitoraggio

avanzato della rete di oleodotti attraverso il sistema eVPMS-TPI (Third Parties Interference); e (iii) la gestione e l'evoluzione dei sistemi informativi collegati alla Smart Mobility e ai pagamenti elettronici finalizzati a migliorare le azioni di customer care.

REFINING & MARKETING

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2019 sono state acquistate 23,43 milioni di tonnellate di petrolio [22,62 milioni di tonnellate nel 2018] di cui 4,24 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 14,06 milioni di tonnellate sul mercato spot e 5,13 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con

contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 24% dal Medio Oriente, 23% dalla Russia, 17% Asia Centrale, 13% dall'Italia, 13% dall'Africa Settentrionale, 2% dall'Africa Occidentale, 2% dal Mare del Nord e 6% da altre aree.

Acquisti

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Greggi equity		4,24	4,14	3,51	0,10	2,4
Altri greggi		19,19	18,48	20,77	0,71	3,8
Totale acquisti di greggi		23,43	22,62	24,28	0,81	3,6
Acquisti di semilavorati		0,26	0,65	0,96	(0,39)	(60,0)
Acquisti di prodotti		11,45	11,55	10,92	(0,10)	(0,9)
TOTALE ACQUISTI		35,14	34,82	36,16	0,32	0,9
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,35)	(0,35)	(0,34)		
Altre variazioni ^(a)		(2,08)	(1,27)	(1,76)	(0,81)	(63,8)
TOTALE DISPONIBILITÀ		32,71	33,20	34,06	(0,49)	(1,5)

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa nel 2019 sono state di 22,74 milioni di tonnellate, in lieve flessione (-2,1%) rispetto al 2018, per effetto delle minori lavorazioni presso le raffinerie di Bayernoil, a causa dell'indisponibilità di Vohburg nei primi nove mesi dell'anno a seguito dell'evento occorso nel settembre 2018, Milazzo per eventi climatici avversi, nonché la fermata della raffineria partecipata di PCK, a causa della contaminazione dell'oleodotto di Druzhba.

Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento delle lavorazioni presso la raffineria di Taranto per minori fermate.

In Italia i volumi processati pari a 20,70 milioni di tonnellate sono in linea rispetto al 2018; le riduzioni delle lavorazioni registrate presso le raffinerie a seguito delle maggiori fermate, delle difficoltà logisti-

che dovute a eventi climatici avversi e dell'upset di Milazzo, nonché delle minori lavorazioni presso la raffineria di Livorno per effetto scenario, sono state compensate dai maggiori volumi processati presso la raffineria di Taranto per minori fermate.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,04 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 510 mila tonnellate (-20% a causa della sopracitata indisponibilità presso la raffineria di Bayernoil). Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 17,26 milioni di tonnellate, in aumento del 2,9% (pari a 0,48 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari all'88%.

Il 18,9% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2018 (18,3%).

BIORAFFINAZIONE

In aumento del 22,9% rispetto al 2018 i volumi di bio-feedstock processati, a seguito dell'avvio produttivo della bioraffineria di Gela av-

venuto ad agosto, in fase di ramp-up, mentre l'impianto di Venezia ha risentito di maggiori fermate non programmate.

Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	17,26	16,78	16,03	0,48	2,9
Lavorazioni in conto terzi	(1,25)	(1,03)	(0,34)	(0,22)	(21,4)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,69	4,93	5,46	(0,24)	(4,9)
Lavorazioni in conto proprio	20,70	20,68	21,15	0,02	0,1
Consumi e perdite	(1,38)	(1,38)	(1,36)		
Prodotti disponibili da lavorazioni	19,32	19,30	19,79	0,02	0,1
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	7,27	7,50	6,74	(0,23)	(3,1)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,68)	(0,54)	(0,46)	(0,14)	(25,9)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,35)	(0,34)		
Prodotti venduti	25,56	25,91	25,73	(0,35)	(1,4)
Totale lavorazioni bio	0,31	0,25	0,24	0,06	22,9
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	2,04	2,55	2,87	(0,51)	(20,0)
Consumi e perdite	(0,18)	(0,20)	(0,22)	0,02	10,0
Prodotti disponibili da lavorazioni	1,86	2,35	2,65	(0,49)	(20,9)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	4,17	4,12	4,36	0,05	1,2
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,68	0,54	0,46	0,14	25,9
Prodotti venduti	6,71	7,01	7,47	(0,30)	(4,3)
LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO IN ITALIA E ALL'ESTERO	22,74	23,23	24,02	(0,49)	(2,1)
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>	<i>4,24</i>	<i>4,14</i>	<i>3,51</i>	<i>0,10</i>	<i>2,4</i>
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	32,27	32,92	33,20	(0,65)	(2,0)
Vendite di greggi	0,44	0,28	0,86	0,16	57,1
TOTALE VENDITE	32,71	33,20	34,06	(0,49)	(1,5)

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (32,27 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,65 milioni di tonnellate rispetto al 2018, con una diminuzione pari al 2%, per effetto principalmente delle minori ven-

dite ad altre società petrolifere e al settore petrolchimico in Italia e della diminuzione dei volumi venduti nel segmento extrarete nel resto d'Europa.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Rete	5,81	5,91	6,01	(0,10)	(1,7)
Extrarete	7,68	7,54	7,64	0,14	1,9
Petrolchimica	0,83	0,96	0,86	(0,13)	(13,5)
Altre vendite	11,24	11,50	11,22	(0,26)	(2,3)
Vendite in Italia	25,56	25,91	25,73	(0,35)	(1,4)
Rete Resto d'Europa	2,44	2,48	2,53	(0,04)	(1,6)
Extrarete Resto d'Europa	2,63	2,82	3,03	(0,19)	(6,7)
Extrarete mercati extra europei	0,48	0,47	0,45	0,01	2,1
Altre vendite	1,16	1,24	1,46	(0,08)	(6,5)
Vendite all'estero	6,71	7,01	7,47	(0,30)	(4,3)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	32,27	32,92	33,20	(0,65)	(2,0)

Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (5,81 milioni di tonnellate) sono in diminuzione rispetto al 2018 (100 mila tonnellate, -1,7%). In significativo aumento i volumi commercializzati nel segmento premium. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.586 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2018. La quota di mercato media del 2019 è del 23,7% in lieve diminuzione rispetto al 2018 (24%).

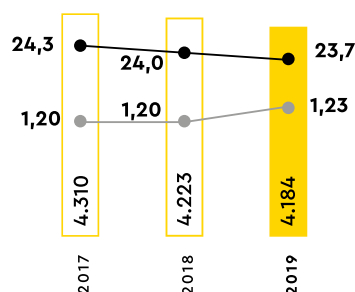
Al 31 dicembre 2019 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.184 stazioni di servizio con una riduzione di 39 unità rispetto al 31 dicembre 2018 (4.223 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (34 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (6 unità) solo in parte compensati dall'incremento netto di 1 concessione autostradale.

Vendite per prodotto/canale

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Italia		13,49	13,45	13,65	0,04	0,3
Vendite rete		5,81	5,91	6,01	(0,10)	(1,7)
Benzina		1,44	1,46	1,51	(0,02)	(1,4)
Gasolio		3,95	4,03	4,08	(0,08)	(2,0)
GPL		0,38	0,38	0,38		
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04		
Vendite extrarete		7,68	7,54	7,64	0,14	1,9
Gasolio		3,41	3,25	3,36	0,16	4,9
Oli combustibili		0,06	0,07	0,08	(0,01)	(14,3)
GPL		0,18	0,20	0,21	(0,02)	(10,0)
Benzina		0,47	0,44	0,44	0,03	6,8
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08		
Bunker		0,77	0,80	0,85	(0,03)	(3,8)
Jet fuel		1,92	1,98	1,96	(0,06)	(3,0)
Altri prodotti		0,79	0,72	0,66	0,07	9,7
Estero (rete + extrarete)		5,55	5,77	6,01	(0,22)	(3,8)
Benzina		1,31	1,30	1,21	0,01	0,8
Gasolio		3,02	3,16	3,29	(0,14)	(4,4)
Jet fuel		0,29	0,33	0,50	(0,04)	(12,1)
Oli combustibili		0,09	0,14	0,13	(0,05)	(35,7)
Lubrificanti		0,09	0,09	0,10		
GPL		0,50	0,50	0,51		
Altri prodotti		0,25	0,25	0,27		
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		19,04	19,22	19,66	(0,18)	(0,9)

GRADO DI EFFICIENZA E QUOTA DI MERCATO DELLA RETE ITALIA

● Quota mercato rete (%) ● Impianti (numero)
 ● Grado di efficienza della rete (%)



Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,44 milioni di tonnellate hanno registrato una lieve riduzione dell'1,6% rispetto al periodo di confronto, essenzialmente in Germania per l'indisponibilità di produzione presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.

Al 31 dicembre 2019 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.227 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 2 unità rispetto al 31 dicembre 2018 principalmente in Germania. L'erogato medio (2.356 mila litri) è diminuito di 35 mila litri rispetto al 2018 (2.391 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia, pari a 7,68 milioni di tonnellate, aumentano dell'1,9% rispetto al 2018, prevalentemente grazie alle maggiori vendite di gasolio, bitumi e benzine, parzialmente compensate dai minori volumi commercializzati di jet fuel e bunkers.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,63 milioni di tonnellate, sono diminuite del 6,7% rispetto al 2018 per effetto dei minori volumi venduti in Germania per minore disponibilità di prodotto da Bayernoil e Francia, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Svizzera, Spagna e Austria.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,83 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 13,5%. Le altre vendite in Italia e all'estero (12,40 milioni di tonnellate) sono in leggera riduzione (-0,34 milioni di tonnellate, -2,7%) per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

Disponibilità e vendite di prodotti

	(migliaia di tonnellate)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Intermedi		5.818	7.130	6.595	(1.312)	(18,4)
Polimeri		2.250	2.353	2.360	(103)	(4,4)
Produzioni		8.068	9.483	8.955	(1.415)	(14,9)
Consumi e perdite		(4.307)	(5.085)	(4.566)	778	15,3
Acquisti e variazioni rimanenze		524	540	257	(16)	(3,0)
TOTALE DISPONIBILITÀ		4.285	4.938	4.646	(653)	(13,2)
Intermedi		2.519	3.087	2.748	(568)	(18,4)
Polimeri		1.766	1.851	1.898	(85)	(4,6)
TOTALE VENDITE		4.285	4.938	4.646	(653)	(13,2)

Le **vendite** di prodotti petrolchimici di 4.285 mila tonnellate sono diminuite rispetto al 2018 (-653 mila tonnellate, pari al 13,2%). I decrementi più significativi sono stati registrati nell'etilene, nelle olefine e nei derivati.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 9,9% rispetto al 2018, con i derivati e le olefine in riduzione rispettivamente del 10,6% e del 10,2%. Flessione del 10,8% rispetto al 2018 nel business polimeri.

Le **produzioni** di prodotti petrolchimici di 8.068 mila tonnellate sono diminuite di 1,42 milioni tonnellate (-14,9%) per effetto principalmente delle minori produzioni di intermedi (-18,4%) in particolare aromatici e olefine; le produzioni di polimeri (2.250 migliaia di tonnellate) sono in calo del 4,4% rispetto al 2018 per le minori produzioni di elastomeri (-7%), polietilene (-3,9%) e stirenici (-3,8%).

I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (-23,3%), per evento occorso ad inizio anno con ramp-up tra aprile e luglio, nei siti di Porto Marghera (-21,9%) e Dunkerque (-17,1%) per fermate non programmate.

La capacità produttiva nominale è in linea con il 2018. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 66,8%, inferiore rispetto al 2018 (76,2%) per le citate fermate.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.201 milioni) sono diminuiti del 15% (-€388 milioni rispetto al 2018) per effetto dei minori volumi di vendita (-4,6%) nonché del calo dei prezzi medi unitari (-10,8%). Il business degli stirenici ha subito la riduzione dei volumi venduti (-4,3%) per minore disponibilità di prodotto; in calo i prezzi di vendita (-14,7%). In diminuzione i volumi di vendita del polietilene (-5%) a causa dell'oversupply e la pressione competitiva da parte di flussi più economici provenienti da Medio Oriente e USA. I prezzi medi sono in calo del 7,7%. Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-4,9%) è attribuibile ai minori volumi venduti di gomme NBR (-10,3%), di gomme termoplastiche (-14,8%) e BR (-3,7%); in aumento i volumi di gomme SBR (+1,7%) e di lattici (+1%). La diminuzione delle vendite di stirenici (-2%) è attribuibile principalmente allo stirene (-13,8%) e al polistirolo compatto (-5,9%); in aumento i volumi di ABS/SAN (+12,9%) e di polistirolo espandibile (+0,4%). Complessivamente in diminuzione i volumi venduti del business polietilene (-5%) con minori vendite di LLDPE (-4,3%), di LDPE (-21,7%), mentre sono in aumento i volumi di EVA (+39,9%). Le produzioni di polimeri (2.250 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2018 per le minori produzioni di elastomeri (-7%), polietilene (-3,9%) e stirenici (-3,8%).

ANDAMENTO PER BUSINESS

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€1.791 milioni) sono diminuiti del 25,4% (-€610 milioni rispetto al 2018), per effetto sia del decremento delle quotazioni dei prodotti petroliferi che sono riflesse nei prezzi medi unitari dei principali prodotti della business unit sia delle minori disponibilità di prodotto a seguito di fermate produttive. Le vendite sono diminuite del 18,4%, in particolare l'etilene (-38%) le olefine (-21,9%) e i derivati (-13,4%) per minore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 9,9%, in particolare nelle olefine (-10,2%), negli aromatici (-5,4%) e nei derivati (-10,6%). Le produzioni di intermedi (5.818 migliaia di tonnellate) sono diminuite del 18,4% rispetto al 2018. Si registrano decrementi negli aromatici (-19,6%), nelle olefine (-18,9%) e nei derivati (-11,3%).

INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore di €933 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€683 milioni), finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione della Raffineria di Gela e al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) l'attività di marketing (€132 milioni) principalmente per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel Resto d'Europa; e (iii) nell'ambito della Chimica, interventi di manutenzione (€67 milioni), in materia di salute, sicurezza e ambiente (€26 milioni), nonché interventi di sviluppo e decarbonizzazione (€20 milioni).

La spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing e Chimica è stata di circa €48 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 8 domande di brevetto.

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Refining		683	587	395	96
Marketing		132	139	131	(7)
		815	726	526	89
Chimica		118	151	203	(33)
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		933	877	729	56

Corporate e altre attività

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2019	2018	2017
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,51	0,53	0,41
di cui: dipendenti		0,20	0,55	0,21
contrattisti		1,01	0,48	1,00
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	1.681	1.589	1.462
Utile (perdita) operativo		(710)	(691)	(668)
Utile (perdita) operativo adjusted		(624)	(606)	(542)
Utile (perdita) netto adjusted		(884)	(965)	(1.041)
Investimenti tecnici		231	143	87
Potenza elettrica installata da fotovoltaico/eolico	(MW)	167	40	n.d.
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	(GWh)	66,9	19,3	16,1
Acqua trattata	(milioni di metri cubi)	30,7	29,7	22,2
Acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda		5,1	4,8	4,2
Rifiuti smaltiti	(milioni di tonnellate)	2,0	1,9	1,3
Rifiuti recuperati rispetto ai rifiuti recuperabili	(%)	59	58	48
Spesa in R&S	(€ milioni)	75	57	44
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	14	13	7
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.245	5.880	5.735
di cui: all'estero		254	238	234

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Il settore "Corporate e altre attività" include i business:

(i) "Corporate e società finanziarie" comprende i risultati delle support function di Eni (pianificazione strategica, gestione delle risorse umane, finanza, amministrazione, servizi informatici, affari legali, affari internazionali e ricerca e sviluppo) e delle società controllate (Eni Finance International SA, Banque Eni SA, Eni International BV, Eni Finance USA Inc, Eni Insurance DAC, EniServizi, Eni Corporate University, AGI ed altre società minori) che si occupano di tesoreria, finanza, servizi generali e di supporto ai business; (ii) "altre attività" comprende i risultati della società controllata Eni Rewind, che esegue interventi di bonifica dei siti operativi dismessi e gestisce la filiera dei rifiuti provenienti dalle attività industriali e di risanamento, nonché il business Energy Solutions che si occupa di sviluppare il business dell'energia da fonti rinnovabili.

Performance dell'anno

- Nel 2019, l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro registra un miglioramento rispetto al 2018, grazie all'impegno costante di Eni nel garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro. Nell'anno sono continuate le iniziative, rivolte sia al personale Eni sia al personale contrattista, per la diffusione della cultura della sicurezza ed in particolare per la promozione di comportamenti corretti e sicuri da attuare in tutti gli ambienti di vita. È stata lanciata la campagna "Safety starts @ office" per promuovere la sicurezza negli uffici e nelle sedi direzionali partendo dalle "Safety Golden Rules".
- Nel 2019, l'acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda è aumentata di oltre il 6%. Il risultato conferma l'impegno di Eni nel riutilizzo della quota di acqua bonificata per scopi civili o industriali, nell'avviare iniziative e valutazioni per l'utilizzo di acque di bassa qualità in sostituzione di acqua dolce e nella diminuzione dell'intensità idrica delle attività.
- La capacità installata da energie rinnovabili ha raggiunto il livello di 167 MW.
- Nel 2019, il settore Corporate e altre attività ha registrato un aumento di circa il 6% dei ricavi a seguito essenzialmente dell'incremento dell'attività di global client sia in relazione alle prestazioni di logistica ambientale che ai servizi di risanamento ambientale svolti per il Gruppo.
- Gli investimenti tecnici di €231 milioni hanno riguardato essenzialmente lo sviluppo di progetti rinnovabili, economia circolare e digitalizzazione.
- Nel 2019, la spesa di Ricerca e Sviluppo è stata pari a €75 milioni (€57 milioni nel 2018). Sono state depositate 14 domande di brevetto.
- Nel corso del 2019, sono stati gestiti complessivamente circa 2 milioni di tonnellate di rifiuti, avviando gli stessi a recupero/smaltimento, con un aumento di circa il 5% rispetto al 2018.

Attività dell'anno

ENERGIE RINNOVABILI

Prosegue l'impegno di Eni nello sviluppo di progetti rinnovabili con una capacità installata complessiva al 31 dicembre 2019 pari a 167 MW, di cui 82 MW in Italia e circa 86 MW all'estero.

Italia

- Nell'ambito del Progetto Italia, avviato l'impianto fotovoltaico presso il sito industriale di Porto Torres in Sardegna con una capacità installata di 31 MW. L'energia annuale prodotta sarà auto consumata per circa il 70% dalle società presenti nel sito industriale.
- Al 31 dicembre 2019, realizzato circa il 90% dell'impianto fotovoltaico di Volpiano in Piemonte con una capacità complessiva di 18 MW (completato nel mese di gennaio 2020).

Kazakhstan

- Al 31 dicembre 2019, realizzato il 70% dell'impianto di Badamsha, primo parco eolico di Eni, dalla capacità complessiva di 50 MW (completato nel mese di febbraio 2020). Il progetto realizzato in partnership con General Electric (GE), rientra nell'ambito dell'accordo siglato nel corso del 2017 tra Eni, GE e il Ministro dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan.

Australia

- Completato l'impianto di Katherine nei Territori del Nord con una capacità complessiva di 34 MW integrato con un sistema di accumulo di energia con una potenza installata di storage di circa 6 MW.

Pakistan

- Nel novembre 2019 è stato avviato l'impianto fotovoltaico di Bhit, il primo progetto solare di Eni in Pakistan. L'installazione, a supporto delle facility produttive dell'omonimo giacimento a gas, fornisce energia solare operando in una configurazione offgrid. L'impianto,

con una capacità di picco di 10 MW, produce circa 20 GWh/anno e consente di ridurre i consumi di gas.

Tunisia

- Completato l'impianto fotovoltaico da 5 MW (Eni 50%) nella concessione di Adam. L'impianto prevede un sistema di batterie di accumulo (con una potenza installata di storage di 2,2 MW) che permetterà di favorire l'integrazione con le turbine a gas esistenti.
- Presso la città di Tataouine è inoltre in corso la costruzione di un ulteriore impianto fotovoltaico con una capacità installata di 10 MW (Eni 50%). Tale progetto, assegnato a seguito della partecipazione a una gara pubblica lanciata dal Ministero dell'Energia tunisino, prevede la fornitura di energia elettrica verde alla società di Stato STEG (Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz).

ECONOMIA CIRCOLARE

- Sviluppo della tecnologia Waste to Fuel per la trasformazione del rifiuto organico in intermedi di raffinazione, componenti per carburanti o basi chimiche; nel 2019 Eni Rewind ha avviato l'identificazione di possibili opportunità di sviluppo in Italia. In particolare, sono stati realizzati gli studi di fattibilità di un impianto Waste to Fuel a Porto Marghera, con una capacità di trattamento fino a 150.000 tonnellate all'anno di FORSU (Frazione Organica di Rifiuto Solido Urbano).
- Nel 2019 è stata avviata la fase di ingegneria della prima applicazione su base industriale della tecnologia proprietaria Eni Rewind "Blue Water" finalizzata al trattamento e al recupero delle acque di produzione estratte da giacimento. È in corso l'istruttoria per l'ottenimento delle Autorizzazioni da parte degli Enti Locali.

Nuove iniziative in portafoglio

→ Nei mesi di settembre e novembre 2019, ArmWind LLP (Eni 100%) ha ottenuto, a seguito di due aste competitive, i diritti per la costruzione di un nuovo impianto eolico da 48 MW nell'area di Badamsha e di un impianto fotovoltaico da 50 MW nel Sud del Kazakhstan nei pressi di Shauldir.

→ Nell'ottobre 2019, è stata completata l'acquisizione di un progetto per la realizzazione di due centrali fotovoltaiche da 12,5 MW ciascuna presso i siti di Batchelor e Manton Dam, nel Territorio del Nord australiano. Gli impianti entreranno in produzione entro il terzo trimestre 2020.

Partnership strategiche

Nel marzo 2019, Eni e Cassa Depositi e Prestiti (CDP) hanno firmato un Memorandum of Understanding (MoU) per l'identificazione di progetti in Italia nell'ambito di economia circolare, decarbonizzazione e sostenibilità. Tra essi, la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da intraprendere anche tramite il rilancio di siti industriali e la realizzazione congiunta di impianti per la trasformazione dei rifiuti organici in bio olio e acqua. In tale ambito, è stato firmato tra Eni Rewind e CDP ad agosto un accordo per la realizzazione congiunta di quattro impianti Waste to Fuel con una capacità totale di trattamento di 600.000 tonnellate/anno. È in corso l'attività di ingegneria del primo impianto industriale che verrà realizzato in un'area bonificata a Porto Marghera.

Nel settembre 2019, Eni e Mainstream Renewable Power, società per l'energia eolica e solare, hanno firmato un accordo di cooperazione per sviluppare progetti da fonti rinnovabili su larga scala, principalmente in Africa, nel Sud-Est Asiatico, e con un focus iniziale nel Regno Unito.

Nell'ottobre 2019, Eni, CDP, Fincantieri e Terna hanno firmato un accordo finalizzato alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da moto ondoso, realizzando su scala industria-

le, inizialmente sul territorio italiano, il progetto pilota Inertial Sea Wave Energy Converter (ISWEC).

Nel dicembre 2019, firmato accordo con Falck Renewables per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti, con l'obiettivo di almeno 1 GW di capacità installata entro fine 2023. Nell'ambito dell'accordo è prevista inoltre l'acquisizione da parte di Eni di una partecipazione di minoranza del 49% negli impianti Falck già esistenti negli USA (116 MW di capacità, incluso un sistema di accumulo da 3 MW).

Firmato in Angola un Accordo di Concessione per la realizzazione (in due fasi) di un impianto fotovoltaico da 50 MW nella provincia di Namibe. L'impianto verrà realizzato da Solenova, joint venture tra Eni e Sonangol e sarà collegato alla rete di trasmissione nel sud del Paese.

Firmato un Protocollo d'Intesa con il Politecnico di Torino per una collaborazione nell'ambito dello studio di tutte le fonti di energia marina, dal moto ondoso all'eolico offshore, correnti oceaniche e di marea e gradiente salino.

Commento ai risultati economico-finanziari

Adozione IFRS 16

Il bilancio consolidato 2019 e gli schemi riclassificati di conto economico, stato patrimoniale e rendiconto finanziario commentati nella relazione sulla gestione (v. pagine seguenti) sono stati redatti incorporando gli effetti del nuovo principio contabile IFRS 16 “Leases”, entrato in vigore a inizio anno, che definisce un modello unico di rilevazione dei contratti di leasing, eliminando la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'adozione del nuovo principio ha determinato impatti rilevanti su tutte le principali metriche del bilancio Eni, in particolare sul livello di indebitamento finanziario netto, evidenziando una sorta di “effetto scalino” in considerazione del fatto che Eni al pari di tutti gli altri operatori si è avvalsa della facoltà di non eseguire il restatement dei comparative periods (modified retrospective approach). Maggiori informazioni sull'adozione dello IFRS 16, con particolare riguardo alle principali assunzioni adottate e degli espedienti pratici utilizzati in sede di prima applicazione, sono descritti nelle note illustrative del bilancio consolidato 2019 alla sezione “Modifiche dei criteri contabili”. Ai fini di consentire ai fruitori dell'informativa finanziaria una migliore comprensione del commento ai risultati economici, al flusso di cassa e di stato patrimoniale del 2019, di seguito sono fornite una sintesi dell'accounting dei contratti di leasing in base al nuovo IFRS 16 e gli effetti sulle principali voci degli schemi di bilancio riclassificati del 2019.

Accounting ex IFRS 16:

- nello stato patrimoniale, rilevazione in voci distinte dell'attivo e del passivo di un asset a fronte dei contratti di leasing in essere, rappresentativo del diritto d'uso del bene (“right-of-use asset” - ROU) e di una passività di pari importo (“lease liability” - LL), rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti futuri previsti dal contratto al loro valore attuale. Conseguentemente rispetto al trattamento contabile in vigore fino al 2018, il nuovo principio IFRS 16 ha determinato la rilevazione di una passività di significativo ammontare, classificata nell'indebitamento finanziario netto, con un corrispondente incremento nel rapporto di indebitamento “leverage”;
- nel conto economico, tra i costi operativi, la rilevazione degli ammortamenti del ROU e, nella sezione finanziaria, la rilevazione degli interessi passivi maturati sulla LL, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile in vigore sino all'esercizio 2018. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati

alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione nel caso di asset esplorativi;

- nel rendiconto finanziario, la rilevazione dei rimborsi della quota capitale della LL nei flussi di cassa netti da attività di finanziamento. Gli interessi passivi sono rilevati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione, in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto al trattamento contabile in vigore fino al 2018, l'applicazione dell'IFRS 16 ha comportato un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando a parità di flusso di cassa netto: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, al netto degli esborsi per interessi passivi sulla LL non oggetto di capitalizzazione; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla LL oggetto di capitalizzazione; tali effetti sono compensati dal peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della LL.

Infine, l'ammontare della LL oggetto di rilevazione iniziale sconta, nel caso di una oil company quale Eni, le specificità dell'upstream dove la conduzione dei progetti Oil & Gas, secondo lo schema contrattuale delle joint operations non incorporate, comporta che le LL associate ai contratti di leasing attivati dall'operatore per conto della venture siano rilevate per intero nel bilancio dell'operatore, ancorché gli accordi in essere prevedano meccanismi di recupero della LL dai follower. Questo perché in base all'interpretazione legale del principio, l'operatore è il soggetto che assume la «primary responsibility» per l'adempimento dell'obbligazione nei confronti del locatore. Corrispondentemente il ROU dell'asset utilizzato dalla joint operation è rilevato al 100% nel bilancio dell'operatore. Diversamente nei casi in cui contestualmente tutti i co-venturers firmano il contratto di leasing, rilevano pro-quota la LL e il ROU sulla base del working interest posseduto nell'iniziativa.

Impatti dell'adozione IFRS 16 sugli schemi consolidati:

	Esercizio 2019		
	Conto economico		
	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
(€ milioni)			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(51.908)	1.034	(50.874)
Ammortamenti	(7.276)	(830)	(8.106)
Utile operativo	6.228	204	6.432
Oneri finanziari e imposte	(9.338)	(332)	(9.670)
Utile netto	283	(128)	155

1° Gennaio 2019			
Stato Patrimoniale			
(€ milioni)	ante IFRS 16 opening balance	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Capitale immobilizzato	71.567	5.643	77.210
Capitale circolante netto	(11.324)	116	(11.208)
Indebitamento finanziario netto	8.289	5.759	14.048
Patrimonio netto	51.073		51.073
Leverage	0,16		0,28

Esercizio 2019			
Rendiconto finanziario			
(€ milioni)	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Flusso di cassa netto da attività operativa (FFO)	11.726	666	12.392
Investimenti tecnici	(8.587)	211	(8.376)
Free Cash Flow (FCF)	381	877	1.258
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento (CFFF)	(4.964)	(877)	(5.841)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti (CASH FLOW)	(4.861)		(4.861)

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	69.881	75.822	66.919	(5.941)	(7,8)
Altri ricavi e proventi	1.160	1.116	4.058	44	3,9
Costi operativi	(54.302)	(59.130)	(55.412)	4.828	8,2
Altri proventi e oneri operativi	287	129	(32)	158	..
Ammortamenti	(8.106)	(6.988)	(7.483)	(1.118)	(16,0)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(2.188)	(866)	225	(1.322)	..
Radiazioni	(300)	(100)	(263)	(200)	..
Utile (perdita) operativo	6.432	9.983	8.012	(3.551)	(35,6)
Proventi (oneri) finanziari	(879)	(971)	(1.236)	92	9,5
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	193	1.095	68	(902)	..
Utile (perdita) prima delle imposte	5.746	10.107	6.844	(4.361)	(43,1)
Imposte sul reddito	(5.591)	(5.970)	(3.467)	379	6,3
Tax rate (%)	97,3	59,1	50,7	38,2	
Utile (perdita) netto	155	4.137	3.377	(3.982)	(96,3)
di competenza:					
- azionisti Eni	148	4.126	3.374	(3.978)	(96,4)
- interessenze di terzi	7	11	3	(4)	..

Risultati reported

Nel 2019 il gruppo ha conseguito un **utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €148 milioni (€4.126 milioni nell'esercizio 2018). L'utile operativo reported è stato di €6.432 milioni con una flessione di circa il 36% rispetto al 2018, ovvero -€3,6 miliardi riferibili per circa l'80% alla E&P.

Tali risultati sono maturati in un contesto operativo e di mercato sfidante a causa del rallentamento del ciclo macroeconomico globale, della decelerazione nel commercio internazionale innescata dalla "trade dispute" tra USA e Cina, nonché di sviluppi geopolitici avversi che hanno aumentato l'incertezza negli operatori, condizionando in alcune aree specifiche in modo diretto la performance dell'Eni. L'insieme di questi fattori ha frenato la domanda di commodity energetiche e i consumi di carburanti e di materie plastiche a livello globale, amplificando gli impatti negativi della sovrapproduzione di petrolio e

gas nella fase upstream e della pressione competitiva da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose e dell'eccesso di capacità nelle fasi downstream raffinazione/chimica. In tale scenario, il Gruppo ha registrato la flessione generalizzata dei prezzi di realizzo e dei margini in tutti i settori di business con un impatto in termini di minore EBIT stimato in -€2,5 miliardi dovuto principalmente al crollo dei prezzi del gas upstream in tutte le geografie con particolare enfasi per il riferimento delle vendite in Europa (PSV Italia -34%), nonché dei margini del GNL. La performance operativa ha risentito di alcuni incidenti (l'evento di Priolo a gennaio) e di fermate non programmate o indisponibilità d'impianti (Goliat in Norvegia, la raffineria di Bayernoil, i cracker di Porto Marghera e di Dunkerque). Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dalla crescita della produzione di idrocarburi che ha raggiunto il plateau di 1,87 milioni di boe/giorno, nuovo record nella storia dell'Eni, da azioni di efficienza e di ottimizzazione e in generale dalla tenuta dei

business retail (Gas & Power e vendite carburanti rete ed extrarete) nonostante si tratti di business privi di barriere d'ingresso grazie alla maggiore efficacia dell'azione commerciale e alla continua innovazione di prodotto/servizio. Inoltre l'utile operativo è stato penalizzato da circa €2,2 miliardi di svalutazioni principalmente di proprietà Oil & Gas e delle raffinerie a causa principalmente della revisione dello scenario margini e di minori performance di giacimento.

Oltre che dalla minore performance operativa, l'utile netto è stato penalizzato dalla flessione dei proventi da partecipazioni (-€902 milioni), dovuta alla circostanza che nel 2018 furono rilevate la plusvalenza sull'operazione Vår Energi (€889 milioni) e la ripresa di valore di €262 milioni di Angola LNG, nonché dal peggioramento del tax rate reported dovuto al maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata

fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico, la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute e la svalutazione di circa €0,9 miliardi di imposte differite attive delle società italiane dovuta alle minori prospettive di redditività.

L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un miglioramento di €204 milioni a livello di utile operativo dovuto al beneficio dell'eliminazione dei canoni per beni in leasing, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso, corrispondente al valore attualizzato degli stessi canoni. L'utile netto evidenzia un peggioramento di €128 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing che hanno un profilo decrescente nel tempo a differenza degli ammortamenti del ROU che sono lineari.

Di seguito i principali indicatori di scenario dell'esercizio:

	2019	2018	2017	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	64,30	71,04	54,27	(9,5)
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,119	1,181	1,130	(5,2)
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	57,44	60,15	48,03	(4,5)
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	4,3	3,7	5,0	16,2
PSV ^(d)	171	260	211	(34,2)
TTF ^(d)	142	243	183	(41,6)

(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)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	6.432	9.983	8.012	[3.551]	(35,6)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(223)	96	(219)		
Esclusione special item	2.388	1.161	(1.990)		
Utile (perdita) operativo adjusted	8.597	11.240	5.803	(2.643)	(23,5)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	148	4.126	3.374	(3.978)	(96,4)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(157)	69	(156)		
Esclusione special item	2.885	388	(839)		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	2.876	4.583	2.379	(1.707)	(37,2)
Tax rate (%)	64,2	56,2	56,8		

Nel 2019 l'utile operativo adjusted di €8.597 milioni è diminuito del 24% rispetto al 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, il risultato aumenta del 5%. Tale trend riflette il contributo del settore E&P, che ha registrato un miglioramento della performance operativa del 7% escludendo il risultato di Eni Norge nel 2018 e al netto dello scenario, dello IFRS 16 e dell'effetto dei minori tassi di attualizzazione sui costi d'abbandono capitalizzati con conseguenti maggiori ammortamenti, per effetto della crescita delle produzioni.

Il settore G&P ha conseguito un utile operativo adjusted di €654 milioni, +20%. La performance del business wholesale gas riflette principalmente il contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas in Europa, che ha beneficiato di uno scenario di mercato particolarmente volatile, parzialmente assorbito dal minor contributo del business GNL impattato negativamente dallo scenario economico in Asia con ricadute sui margini e sui volumi. Il business retail ha

beneficiato della maggiore efficacia dell'azione commerciale, dei maggiori ricavi extracommodity e minori costi operativi.

Il settore R&M e Chimica sconta il continuo deterioramento dello scenario di raffinazione, nonché l'accentuarsi della pressione competitiva nella chimica.

Il risultato netto adjusted di €2.876 milioni è in calo del 37% per effetto della flessione della performance operativa, parzialmente compensata dal miglioramento della gestione finanziaria (+€135 milioni) che riflette la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo.

Il tax rate adjusted si attesta al 64%, in aumento di circa 8 punti percentuali rispetto all'esercizio precedente, per effetto del maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico e la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che prevedono aliquote legali significativamente più contenute.

L'utile netto adjusted comprende special item costituiti da oneri netti di €2.885 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutative:

- (i) le svalutazioni nette di proprietà Oil & Gas del settore E&P dovute a revisioni negative delle riserve e dei profili produttivi, nonché di alcuni asset per allinearli al fair value (€1.217 milioni);
- (ii) le svalutazioni di impianti riferite in particolare alla svalutazione della raffineria di Sannazzaro, dovuta alla revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione e al peggioramento dei costi operativi, nonché agli investimenti di periodo relativi a CGU della R&M, interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (in complesso €819 milioni);
- (iii) la svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (€103 milioni);
- (iv) la svalutazione di centrali power (€42 milioni) per effetto del deterioramento dello scenario Clean Spark Spread;
- (v) le plusvalenze sulla cessione di proprietà Oil & Gas, riferite in particolare alla cessione di Merakes a Neptune (€145 milioni);
- (vi) oneri ambientali (€338 milioni) rilevati in particolare nel settore R&M e Chimica;
- (vii) la rilevazione di un indennizzo assicurativo (€88 milioni) relativo all'impianto EST;
- (viii) l'effetto contabile della valutazione a fair value di derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o per poter beneficiare della "own use exemption" (un provento di €423 milioni);
- (ix) la 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 svasso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (onere di €145 milioni);
- (x) la riclassifica del saldo 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 (positivo per €108 milioni);
- (xi) l'effetto fiscale degli special item illustrati, nonché la svalutazione di imposte differite attive Italia per le minori prospettive reddituali (€893 milioni).

Dettaglio degli special item

	(€ milioni)	2019	2018	2017
Special item dell'utile (perdita) operativo		2.388	1.161	(1.990)
- oneri ambientali		338	325	208
- svalutazioni (riprese di valore) nette		2.188	866	(221)
- plusvalenze nette su cessione di asset		(151)	(452)	(3.283)
- accantonamenti a fondo rischi		3	380	448
- oneri per incentivazione all'esodo		45	155	49
- derivati su commodity		(439)	(133)	146
- differenze e derivati su cambi		108	107	(248)
- ripristino ammortamenti Eni Norge			(375)	
- altro		296	288	911
Oneri (proventi) finanziari		(42)	(85)	502
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(108)	(107)	248
Oneri (proventi) su partecipazioni		188	(798)	372
di cui:				
- plusvalenze da cessione		(46)	(909)	(163)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		148	67	537
Imposte sul reddito		351	110	277
di cui:				
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		893	99	
- riforma fiscale Stati Uniti				115
- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro		(542)	11	162
Totale special item dell'utile (perdita) netto		2.885	388	(839)

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	3.436	4.955	2.724	(1.519)	(30,7)
Gas & Power	426	310	52	116	..
Refining & Marketing e Chimica	(75)	238	663	(313)	..
Corporate e altre attività	(884)	(965)	(1.041)	81	8,4
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	(20)	56	(16)	(76)	
Utile (perdita) netto adjusted	2.883	4.594	2.382	(1.711)	(37,2)
<i>di competenza:</i>					
- azionisti Eni	2.876	4.583	2.379	(1.707)	(37,2)
- interessenze di terzi	7	11	3	(4)	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	23.572	25.744	19.525	(2.172)	(8,4)
Gas & Power	50.015	55.690	50.623	(5.675)	(10,2)
Refining & Marketing e Chimica	23.334	25.216	22.107	(1.882)	(7,5)
- Refining & Marketing	19.640	20.646	17.688	(1.006)	(4,9)
- Chimica	4.123	5.123	4.851	(1.000)	(19,5)
- Elisioni	(429)	(553)	(432)		
Corporate e altre attività	1.681	1.589	1.462	92	5,8
Elisioni di consolidamento	(28.721)	(32.417)	(26.798)	3.696	
Ricavi della gestione caratteristica	69.881	75.822	66.919	(5.941)	(7,8)
Altri ricavi e proventi	1.160	1.116	4.058	44	3,9
Totale ricavi	71.041	76.938	70.977	(5.897)	(7,7)

I ricavi complessivi ammontano a €71.041 milioni, evidenziando una riduzione del 7,7%.

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2019 (€69.881 milioni) sono diminuiti di €5.941 milioni rispetto al 2018 (-7,8%), con il seguente breakdown:

- i ricavi della Exploration & Production (€23.572 milioni) evidenziano una riduzione dell'8,4% per effetto del deterioramento delle quotazioni del Brent e dei prezzi del gas in Europa, che ha comportato una riduzione dei prezzi medi di realizzo in dollari degli idrocarburi dell'8,3%, inoltre la riduzione riflette l'effetto del deconsolidamento di Eni Norge, consolidata integralmente nel 2018;

- i ricavi del settore Gas & Power (€50.015 milioni) in riduzione di €5.675 milioni (-10,2%) scontano la riduzione delle quotazioni del prezzo del gas in Europa e delle quotazioni del GNL per effetto del deterioramento dello scenario asiatico e dei minori volumi commercializzati;
- i ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€23.334 milioni) si riducono di €1.882 milioni (-7,5%) per effetto della flessione delle quotazioni medie di benzine e gasoli, nonché del calo dei prezzi medi unitari di vendita della Chimica e della riduzione delle vendite principalmente nel segmento degli intermedi.

Costi operativi

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	50.874	55.622	51.548	(4.748)	(8,5)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	432	415	913	17	4,1
Costo lavoro	2.996	3.093	2.951	(97)	(3,1)
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	45	155	49		
	54.302	59.130	55.412	(4.828)	(8,2)

I costi operativi sostenuti nel 2019 (€54.302 milioni) sono diminuiti di €4.828 milioni rispetto al 2018, pari all'8%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€50.874 milioni) sono diminuiti di circa il 9% per effetto essenzialmente della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Il costo lavoro (€2.996 milioni) è diminuito di €97 milioni rispetto al 2018 principalmente per effetto della circostanza che nel 2018 furono stanziati oneri per incentivazione all'esodo relativi principalmente al piano di uscita anticipata di personale Eni gas e luce SpA, ai sensi dell'art. 4, Legge 92/2012.

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.060	6.152	6.747	908	14,8
Gas & Power	447	408	345	39	9,6
Refining & Marketing e Chimica	485	399	360	86	21,6
Corporate e altre attività	146	59	60	87	..
Effetto eliminazione utili interni	(32)	(30)	(29)	(2)	..
Totale ammortamenti	8.106	6.988	7.483	1.118	16,0
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing	2.188	866	(225)	1.322	..
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	10.294	7.854	7.258	2.440	31,1
Radiazioni	300	100	263	200	..
	10.594	7.954	7.521	2.640	33,2

Gli **ammortamenti** (€8.106 milioni) sono aumentati del 16% rispetto al 2018, principalmente nel settore Exploration & Production per effetto essenzialmente della rilevazione degli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso come previsto dall'applicazione dell'IFRS 16, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile in

vigore sino all'esercizio 2018 nonché degli avvii e ramp-up di nuovi progetti.

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€2.188 milioni), commentate nel paragrafo "special item", sono così articolate:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production	1.217	726	(158)	491
Gas & Power	37	(71)	(146)	108
Refining & Marketing e Chimica	922	193	54	729
Corporate e altre attività	12	18	25	(6)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing	2.188	866	(225)	1.322

Le **radiazioni** (€300 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso dovuto al mancato rinve-

nimento di quantità sufficienti di risorse per giustificarne lo sviluppo principalmente in Australia, Kazakhstan e Pakistan.

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.417	10.214	7.651	(2.797)	(27,4)
Gas & Power	699	629	75	70	11,1
Refining & Marketing e Chimica	(854)	(380)	981	(474)	..
Corporate e altre attività	(710)	(691)	(668)	(19)	(2,7)
Effetto eliminazione utili interni	(120)	211	(27)	(331)	..
Utile (perdita) operativo	6.432	9.983	8.012	(3.551)	(35,6)

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività:

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	6.432	9.983	8.012	[3.551]	[35,6]
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(223)	96	(219)		
Esclusione special item	2.388	1.161	(1.990)		
Utile (perdita) operativo adjusted	8.597	11.240	5.803	[2.643]	[23,5]
Dettaglio per settore di attività:					
Exploration & Production	8.640	10.850	5.173	[2.210]	[20,4]
Gas & Power	654	543	214	111	20,4
Refining & Marketing e Chimica	(48)	380	991	(428)	[112,6]
Corporate e altre attività	(624)	(606)	(542)	(18)	(3,0)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(25)	73	(33)	(99)	
	8.597	11.240	5.803	[2.643]	[23,5]

L'utile operativo adjusted di €8.597 milioni è diminuito del 24% rispetto allo stesso periodo del 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario/tassi di attualizzazione e dello IFRS 16, il risultato aumenta

del 5%, trainato dalla crescita produttiva della E&P e dal consolidamento dei risultati del G&P. Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Proventi (oneri) finanziari netti

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(962)	(627)	(834)	[335]
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(740)	(685)	(751)	(55)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(378)			(378)
- Interessi attivi verso banche	21	18	12	3
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	(111)	95
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	8	16	
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(14)	(307)	837	293
- Strumenti finanziari derivati su valute	9	(329)	809	338
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(23)	22	28	(45)
Differenze di cambio	250	341	(905)	(91)
Altri proventi (oneri) finanziari	(246)	(430)	(407)	184
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	112	132	128	(20)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(255)	(249)	(264)	(6)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(103)	(313)	(271)	210
	(972)	(1.023)	(1.309)	51
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	93	52	73	41
	(879)	(971)	(1.236)	92

Gli **oneri finanziari netti** di €879 milioni migliorano di €92 milioni rispetto al 2018. I principali driver sono stati: (i) la variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€338 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IFRS 9, compensata dalle differenze cambio (-€91 milioni); (ii) la riduzione degli altri oneri finanziari, che riflette la circostanza

che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo (circa €270 milioni); e (iii) la rilevazione di proventi su cambi realizzati con il rimborso del capitale di alcune controllate con valute diverse dall'euro. Tali variazioni positive sono state in parte compensate dalla rilevazione degli interessi passivi maturati sulla lease liability (€378 milioni).

Proventi (oneri) su partecipazioni

2019	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		7	(11)	(63)	(21)	(88)
Dividendi		197		50		247
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		17		2		19
Altri proventi (oneri) netti			15			15
		221	4	(11)	(21)	193

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €193 milioni e riguardano:

- i dividendi di €247 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€186 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co. (€46 milioni);
- le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi -€88 milioni attribuibili essenzialmente alle perdite nette delle imprese partecipate dei settori downstream, in parte compensate dal contributo della joint venture upstream Vår Energi (€49 milioni).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(88)	(68)	(267)	(20)
Dividendi		247	231	205	16
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		19	22	163	(3)
Altri proventi (oneri) netti		15	910	(33)	(895)
Proventi (oneri) su partecipazioni		193	1.095	68	(902)

La flessione dei proventi di €902 milioni rispetto al 2018 è dovuta alla circostanza che nel 2018 furono rilevate la plusvalenza sull'o-

perazione Vår Energi (€889 milioni) e la ripresa di valore della partecipazione in Angola LNG nel settore E&P (€262 milioni).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono in riduzione di €379 milioni a €5.591 milioni per effetto essenzialmente del decremento dell'utile ante imposte (-€4.361 milioni rispetto al 2018). Il tax rate si attesta al 97% rispetto al 59% del 2018 influenzato dal maggiore tax rate della E&P, che riflette la maggiore incidenza dell'imponibile prodotto in Paesi a più elevata fiscalità, la riduzione del margine sulla commercializzazione del gas libico e la valorizzazione delle perdite fiscali in Paesi che

prevedono aliquote legali significativamente più contenute e la svalutazione di circa €0,9 miliardi di imposte differite attive delle società italiane dovuta alle minori prospettive di redditività.

Il tax rate adjusted si attesta al 64%, in aumento rispetto al 2018 (56%), scontando l'aumento del tax rate E&P (circa 6 punti percentuali) per effetto degli stessi driver commentati al tax rate reported.

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		7.417	10.214	7.651	[2.797]	[27,4]
Esclusione special item:		1.223	636	[2.478]		
- oneri ambientali		32	110	46		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.217	726	[154]		
- plusvalenze nette su cessione di asset		[145]	[442]	[3.269]		
- oneri per incentivazione all'esodo		23	26	19		
- accantonamenti a fondo rischi		[18]	360	366		
- differenze e derivati su cambi		14	[6]	[68]		
- altro		100	[138]	582		
Utile (perdita) operativo adjusted		8.640	10.850	5.173	[2.210]	[20,4]
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		[362]	[366]	[50]	4	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		312	285	408	27	
Imposte sul reddito ^(a)		[5.154]	[5.814]	[2.807]	660	
Tax rate [%]		60,0	54,0	50,8	6,0	
Utile (perdita) netto adjusted		3.436	4.955	2.724	[1.519]	[30,7]
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		489	380	525	109	28,7
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		275	287	273	[12]	[4,2]
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)		214	93	252	121	130,1
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(c)	(\$/barile)	59,26	65,47	50,06	[6,21]	[9,5]
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	174,59	183,74	130,31	[9,15]	[5,0]
Idrocarburi	(\$/boe)	43,54	47,48	35,06	[3,94]	[8,3]

(a) Escludono gli special item

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

(c) Include condensati.

Nel 2019 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €8.640 milioni con una riduzione del 20% rispetto al 2018. La variazione si ridetermina in +7% escludendo dal periodo di confronto: (i) il contributo della ex-controllata Eni Norge, oggetto di business combination con Point Resources ai fini della costituzione di Vår Energi, joint venture valutata a equity, operativa dall'1/1/2019; (ii) l'effetto dello IFRS 16; (iii) quello negativo dello scenario riferito a una moderata flessione per quanto riguarda il prezzo del petrolio (-9% per il marker Brent in USD), mentre il calo dei prezzi del gas è stato nettamente più accentuato a causa dell'oversupply globale e della contrazione della domanda asiatica con flessioni del 34% per il prezzo spot Italia, principale riferimento per le vendite nei mercati europei, e del 19% per l'Henry Hub, solo parzialmente compensati dall'apprezzamento dello USD vs. EUR (+5%); (iv) l'effetto della riduzione dei tassi di interesse sull'attualizzazione dell'asset retirement cost che ha determinato maggiori ammortamenti per circa €200 milioni. In particolare l'effetto scenario di circa €2,23 miliardi, sconta oltre alla flessione dei prezzi del gas di produzione, anche il minor margine sulla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati sul mercato europeo. Tale minor margine non è riflesso nei prezzi di realizzo del gas che sono relativi al solo gas equity. La migliore performance è dovuta all'effetto positivo volu-

me/mix per il maggiore contributo di barili a più elevata redditività, in parte compensata da maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso.

L'utile operativo include il margine relativo a volumi di idrocarburi, inclusi nelle produzioni, pagati dall'acquirente in applicazione della clausola take-or-pay, ma non ritirati, nell'ambito di un contratto di fornitura long term, per i quali il management ha valutato remota la probabilità che il buyer eserciti il diritto di prelievo in successivi reporting period entro le scadenze contrattuali.

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €1.223 milioni.

L'**utile netto adjusted** di €3.436 milioni è diminuito del 31% per effetto della riduzione dell'utile operativo. Il risultato della gestione partecipazioni comprende la quota di competenza Eni del risultato della JV Vår Energi (€122 milioni) e i dividendi di Nigeria LNG (€186 milioni), parzialmente compensati dalle perdite delle joint venture in Venezuela. Il confronto a livello di utile netto risente della circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti finanziari relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo. L'incremento del tax rate adjusted rispettivamente di 6 punti percentuali è dovuto alla maggiore incidenza degli utili prodotti in Paesi a più elevata fiscalità. Il cash tax rate si attesta al 30%.

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

Gas & Power

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	699	629	75	70	11,1
Esclusione special item:	(45)	(86)	139		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	37	(71)	(146)		
- oneri ambientali		(1)			
- oneri per incentivazione all'esodo	4	122	38		
- derivati su commodity	(423)	(156)	157		
- differenze e derivati su cambi	92	112	(171)		
- altro	245	(92)	261		
Utile (perdita) operativo adjusted	654	543	214	111	20,4
- Gas & LNG Marketing and Power	376	342	77	34	9,9
- Eni gas e luce	278	201	137	77	38,3
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(23)	(4)	10	(19)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(11)	9	(9)	(20)	
Imposte sul reddito ^(a)	(194)	(238)	(163)	44	
Tax rate (%)	31,3	43,4	75,8	(12,1)	
Utile (perdita) netto adjusted	426	310	52	116	37,4

(a) Escludono gli special item.

Nel 2019 il settore Gas & Power ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €654 milioni, +20% rispetto al 2018. Tale risultato è stato trainato dalla performance del business wholesale gas che riflette principalmente il contributo delle ottimizzazioni del portafoglio gas e power in Europa che ha beneficiato di uno scenario di mercato particolarmente volatile, parzialmente assorbito dalla riduzione del risultato del business GNL impattato negativamente dallo scenario economico in Asia con ricadute sui margini e sui volumi. Il business retail Gas & Power ha conseguito un notevole miglioramento di performance (crescita del 38% dell'utile operativo adjusted nell'esercizio) grazie alla maggiore efficacia dell'a-

zione commerciale, ai maggiori ricavi extracommodity e ai minori costi operativi.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €45 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €426 milioni, in miglioramento del 37% a seguito dell'incremento della performance operativa.

Il tax rate adjusted dell'anno si normalizza al 31%, in riduzione rispetto al 43% del 2018 che risentiva dell'elevata incidenza del tax rate di alcune società estere.

Refining & Marketing e Chimica

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	(854)	(380)	981	(474)	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(318)	234	(213)		
Esclusione special item:	1.124	526	223		
- oneri ambientali	244	193	136		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	922	193	54		
- plusvalenze nette su cessione di asset	(5)	(9)	(13)		
- accantonamenti a fondo rischi	(2)	21			
- oneri per incentivazione all'esodo	8	8	(6)		
- derivati su commodity	(16)	23	(11)		
- differenze e derivati su cambi	2	1	(9)		
- altro	(29)	96	72		
Utile (perdita) operativo adjusted	(48)	380	991	(428)	..
- Refining & Marketing	220	390	531	(170)	(43,6)
- Chimica	(268)	(10)	460	(258)	..
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(11)	11	5	(22)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	37	(2)	19	39	
Imposte sul reddito ^(a)	(53)	(151)	(352)	98	
Tax rate (%)	..	38,8	34,7	..	
Utile (perdita) netto adjusted	(75)	238	663	(313)	..

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €220 milioni, in riduzione del 44% rispetto al 2018. La minore performance del business rispetto ai comparative period è dovuta al deterioramento dello scenario di raffinazione, in particolare al generale apprezzamento dei greggi rispetto al greggio di riferimento Brent, nonché allo scenario meno favorevole dei prodotti, in particolare i lubrificanti, e all'indisponibilità di alcuni impianti. La buona performance del marketing ha attenuato la contrazione dei margini della raffinazione.

La **Chimica** nel corso del 2019, con la **perdita operativa adjusted** di €268 milioni, è stata pesantemente condizionata da uno scenario depresso a causa del rallentamento della domanda dei principali settori utilizzatori di materie plastiche, in particolare l'automotive, e dalla mi-

nore domanda di "plastiche mono-uso". Inoltre, in un mercato globale in contrazione, la pressione sui margini è stata accentuata dalla pressione competitiva da parte di produttori a basso costo delle materie prime (ad esempio i produttori USA che utilizzano i cracker a etano). Questo ha determinato spread dei prodotti rispetto alla carica su valori non remunerativi per il polietilene e significative flessioni negli stirenici e negli elastomeri. Infine, il risultato è stato influenzato in misura significativa dall'incidente occorso all'hub di Priolo, tornato in piena operatività solo a fine luglio, e da altre fermate non programmate. L'utile operativo adjusted del settore è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €1.124 milioni.

Su base netta, il risultato negativo per €75 milioni riflette l'andamento sfavorevole della performance operativa.

Corporate e altre attività

(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	(710)	(691)	(668)	(19)	(2,7)
Esclusione special item:	86	85	126		
- oneri ambientali	62	23	26		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	12	18	25		
- plusvalenze nette su cessione di asset	(1)	(1)	(1)		
- accantonamenti a fondo rischi	23	(1)	82		
- oneri per incentivazione all'esodo	10	(1)	(2)		
- altro	(20)	47	(4)		
Utile (perdita) operativo adjusted	(624)	(606)	(542)	(18)	(3,0)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(525)	(697)	(699)	172	24,7
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	43	5	22	38	..
Imposte sul reddito ^(a)	222	333	178	(111)	(33,3)
Utile (perdita) netto adjusted	(884)	(965)	(1.041)	81	8,4

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e altre attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operative per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi

operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate captive che forniscono servizi specialistici al business (assicurazioni, finanziario, recruitment).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare

le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE adjusted) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/leverage).

Stato patrimoniale riclassificato^(a)

(€ milioni)	31 dicembre 2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31 dicembre 2018	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	62.192		60.302	1.890
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.349	5.643		5.349
Attività immateriali	3.059		3.170	(111)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.371		1.217	154
Partecipazioni	9.964		7.963	2.001
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.234		1.314	(80)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.235)		(2.399)	164
	80.934	5.643	71.567	9.367
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	4.734		4.651	83
Crediti commerciali	8.519		9.520	(1.001)
Debiti commerciali	(10.480)	128	(11.645)	1.165
Attività (passività) tributarie nette	(1.594)		(1.364)	(230)
Fondi per rischi e oneri	(14.106)		(11.626)	(2.480)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.864)	(12)	(860)	(1.004)
	(14.791)	116	(11.324)	(3.467)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.136)		(1.117)	(19)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	18		236	(218)
CAPITALE INVESTITO NETTO	65.025	5.759	59.362	5.663
Patrimonio netto degli azionisti Eni	47.839		51.016	(3.177)
Interessenze di terzi	61		57	4
Patrimonio netto	47.900		51.073	(3.173)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.477		8.289	3.188
Passività per leasing	5.648	5.759		5.648
- di cui working interest Eni	3.672	3.730		3.672
- di cui working interest follower	1.976	2.029		1.976
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	17.125	5.759	8.289	8.836
COPERTURE	65.025	5.759	59.362	5.663
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,24		0,16	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,36		n.a.	
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,18		0,14	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,26		n.a.	

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

Al 31 dicembre 2019, il **capitale immobilizzato** aumenta di €9.367 milioni a €80.934 milioni per effetto essenzialmente della rilevazione iniziale del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €5.643 milioni in applicazione all'1/1/2019 dell'IFRS 16 e dell'iscrizione del costo di acquisizione della partecipazione del 20% in ADNOC Refining (€2,9 miliardi). Inoltre l'incremento degli immobili, impianti e macchinari (+€1.890 milioni) è dovuto agli investimenti di periodo (€8.376 milioni), all'effetto cambio e all'aggiornamento dell'asset retirement cost (ARC) in relazione alla riduzione dei tassi d'interesse, parzialmente com-

pensati dagli ammortamenti/svalutazioni/radiazioni (€10.594 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€14.791 milioni) diminuisce di €3.467 milioni per effetto dell'aumento delle provision riferite all'asset retirement obligation, dell'incremento dei debiti tributari a seguito dello stanziamento delle imposte di periodo e dell'aumento delle altre passività d'esercizio dovuto in particolare all'incasso di anticipi commerciali dai partner egiziani in relazione all'avanzamento nello sviluppo del progetto Zohr.

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	2019	2018
Utile (perdita) netto dell'esercizio	155	4.137
Componenti non riclassificabili a conto economico	(47)	(2)
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(42)	(15)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(3)	15
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(7)	
Effetto fiscale	5	(2)
Componente riclassificabili a conto economico	116	1.578
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	604	1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(679)	(243)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(6)	(24)
Effetto fiscale	197	58
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	69	1.576
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	224	5.713
di competenza:		
- azionisti Eni	217	5.702
- interessenze di terzi	7	11

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018		48.324
Totale utile (perdita) complessivo	5.713	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.953)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Altre variazioni	(8)	
Totale variazioni		2.749
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018		51.073
di competenza:		
- azionisti Eni		51.016
- interessenze di terzi		57
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018		51.073
Impatto adozione IAS 28		(4)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019		51.069
Totale utile (perdita) complessivo	224	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Rimborso a terzi azionisti	(1)	
Altre variazioni	30	
Totale variazioni		(3.169)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2019		47.900
di competenza:		
- azionisti Eni		47.839
- interessenze di terzi		61

Il **patrimonio netto** (€47.900 milioni) è diminuito di €3.173 milioni rispetto al 31 dicembre 2018. L'utile netto dell'esercizio (€155 milioni) e l'incremento della riserva per differenze cambio (€604 milioni) sono stati compensati dalla distribuzione dei dividendi (€3.018

milioni), dalla variazione negativa (-€679 milioni) della riserva cash flow hedge e dalla rettifica per il riacquisto delle azioni proprie (-€400 milioni).

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 azionisti. Il "gearing" misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi ed è calcolato come rapporto tra l'indebita-

mento finanziario netto e il capitale investito netto. Il management Eni utilizza tali indicatori 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)	31 dicembre 2019	31 dicembre 2018	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.518	25.865	(1.347)
- Debiti finanziari a breve termine	5.608	5.783	(175)
- Debiti finanziari a lungo termine	18.910	20.082	(1.172)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.994)	(10.836)	4.842
Titoli held for trading	(6.760)	(6.552)	(208)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(287)	(188)	(99)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.477	8.289	3.188
Passività per beni in leasing	5.648		5.648
- di cui working interest Eni	3.672		3.672
- di cui working interest follower	1.976		1.976
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	17.125	8.289	8.836
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	47.900	51.073	(3.173)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,24	0,16	(0,08)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,36	n.a.	
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,18	0,14	0,04
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,26	n.a.	

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2019 è pari a €17.125 milioni, in aumento di €8.836 milioni rispetto al 2018. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €24.518 milioni, di cui €5.608 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.156 milioni) e €18.910 milioni a lungo termine.

La variazione dell'indebitamento finanziario netto è riferita per €5.759 milioni alla rilevazione iniziale della lease liability in applicazione dell'IFRS 16, che comprende anche la riclassifica di €128 milioni di debiti per canoni di leasing outstanding all'1/1/2019, precedentemente classificati come commerciali. La variazione è riferibile per circa €1.976 milioni alla quota di lease liability di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni, che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Al netto dell'effetto complessivo dello IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €11.477 milioni, evidenziando un

incremento di €3.188 milioni rispetto al 31 dicembre 2018, sostanzialmente corrispondenti all'esborso per l'acquisizione della partecipazione del 20% della JV ADNOC Refining e per gli altri investimenti non organici.

Il **leverage**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,36 al 31 dicembre 2019 per effetto dello step-up dell'indebitamento finanziario dovuto alla rilevazione iniziale delle passività per leasing, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,24.

Il **gearing** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto è pari a 0,26. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il gearing si ridetermina in 0,18, (0,14 al 31 dicembre 2018).

[2] 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 RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutario al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa rela-

tivi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato^(a)

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Utile (perdita) netto		155	4.137	3.377	(3.982)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		10.480	7.657	8.720	2.823
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(170)	(474)	(3.446)	304
- dividendi, interessi e imposte		6.224	6.168	3.650	56
Variazione del capitale di esercizio		366	1.632	1.440	(1.266)
Dividendi incassati da partecipate		1.346	275	291	1.071
Imposte pagate		(5.068)	(5.226)	(3.437)	158
Interessi (pagati) incassati		(941)	(522)	(478)	(419)
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.392	13.647	10.117	(1.255)
Investimenti tecnici		(8.376)	(9.119)	(8.681)	743
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(3.008)	(244)	(510)	(2.764)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		504	1.242	5.455	(738)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(254)	942	(373)	(1.196)
Free cash flow		1.258	6.468	6.008	(5.210)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(279)	(357)	341	78
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.540)	320	(1.712)	(1.860)
Rimborso di passività per beni in leasing		(877)			(877)
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.424)	(2.957)	(2.883)	(467)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		1	18	(65)	(17)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		(4.861)	3.492	1.689	(8.353)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Free cash flow		1.258	6.468	6.008	(5.210)
Rimborso di passività per beni in leasing		(877)			(877)
Debiti e crediti finanziari società acquisite			(18)		18
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		13	(499)	261	512
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(158)	(367)	474	209
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.424)	(2.957)	(2.883)	(467)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(3.188)	2.627	3.860	(5.815)
Effetti prima applicazione IFRS 16		(5.759)			(5.759)
Rimborsi lease liability		877			877
Accensioni del periodo e altre variazioni		(766)			(766)
Variazione passività per beni in leasing		(5.648)			(5.648)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		(8.836)	2.627	3.860	(11.463)

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

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2019 è stato di €12.392 milioni e comprende dividendi di €1.346 milioni incassati dalle joint venture, collegate e altre partecipazioni minoritarie integrate nella strategia e nei piani di sviluppo di Eni. L'ammontare principale riguarda la joint venture Vår Energi con €1.057 milioni.

Il factoring di crediti commerciali con scadenza successiva alla data di reporting è invariato rispetto al 2018 (€1.782 milioni).

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo**, esclusi accantonamenti straordinari per perdite su crediti e per oneri di €0,3 miliardi, si ridetermina in €12,1 miliardi in leggera riduzione rispetto al 2018 (-4%) nonostante il rilevante peggioramento dello scenario.

Il flusso di cassa netto da attività operativa registra un beneficio di €666 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16 poiché i canoni di leasing per la quota capitale relativi a beni di esercizio non

sono più rilevati come costi operativi, ma sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

I fabbisogni per gli **investimenti del periodo** sono stati di €11.384 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% in ADNOC Refining (€2,9 miliardi) e i cash out per l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria ed altre componenti non organiche (€0,4 miliardi). Al netto di tali componenti non organiche e degli anticipi commerciali incassati da partner egiziani (€0,3 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti tecnici sono stati di €7,73 miliardi.

Il cash out per investimenti registra un beneficio di €211 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16, poiché i canoni di leasing di beni utilizzati in progetti di investimento per la quota capitale sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un beneficio di €877 milioni sul free cash flow.

Esercizio 2019	(€ milioni)	post IFRS 16	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	post IFRS 16 adjusted	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		11.803	336	12.139	(695)	11.444
Variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		589	(336)	253	29	282
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.392			(666)	11.726
Investimenti tecnici		(8.376)			(211)	(8.587)
Free cash flow		1.258			(877)	381
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(5.841)			877	(4.964)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		(4.861)				(4.861)

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di €366 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock profit) di €223 milioni ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri di €336 milioni (€366 milioni + €223 milioni - €336 milioni = €253 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit ed accantonamenti straordinari su crediti e per oneri.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** di €3.424 milioni è relativo per €3.018 milioni al pagamento del saldo dividendo 2018 e dell'acconto 2019 e per €400 milioni al riacquisto di azioni proprie con il completamento del programma di buy-back adottato dal management, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2019, che prevedeva per il 2019 un ammontare massimo di spesa di €400 milioni e un numero di azioni non superiore a 67 milioni.

Nell'esercizio 2019 la gestione ha finanziato i cash out connessi agli investimenti organici al netto degli anticipi commerciali relativi al progetto Zohr, portando un free cash flow positivo di circa €4,3 miliardi. Tale

flusso di cassa discrezionale ha coperto interamente la remunerazione degli azionisti di €3,4 miliardi, determinando unitamente alle acquisizioni di equity/riserve (€3,3 miliardi) e a €0,5 miliardi di dismissioni un incremento dell'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 di circa €3,2 miliardi che include il rimborso di passività per leasing di circa €0,9 miliardi. Considerando i soli investimenti organici, la cash neutrality dell'esercizio, cioè il livello di prezzo del Brent in corrispondenza del quale la gestione ha finanziato i costi, i capex e il dividendo, si determina in 55 \$/barile con lo scenario di budget dei prezzi gas e del margine di raffinazione, ante effetti IFRS 16 (50 \$/barile compresi gli effetti IFRS 16). Allo scenario corrente, cash neutrality a 64 \$/barile esclusi gli effetti IFRS 16 (59 \$/barile post IFRS 16).

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		6.996	7.901	7.739	(905)	(11,5)
- acquisto di riserve proved e unproved		400	869	5	(469)	(54,0)
- ricerca esplorativa		586	463	442	123	26,6
- sviluppo		5.931	6.506	7.236	(575)	(8,8)
- altro		79	63	56	16	25,4
Gas & Power		230	215	142	15	7,0
Refining & Marketing e Chimica		933	877	729	56	6,4
- Refining & Marketing		815	726	526	89	12,3
- Chimica		118	151	203	(33)	(21,9)
Corporate e altre attività		231	143	87	88	61,5
Effetto eliminazione utili interni		(14)	(17)	(16)		
Investimenti tecnici		8.376	9.119	8.681	(743)	(8,1)

Nell'esercizio 2019 gli investimenti tecnici di €8.376 milioni (€9.119 milioni nel 2018) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€5.931 milioni) in particolare in Egitto, Nigeria, Kazakhstan, Indonesia, Messico, Stati Uniti e Angola. L'acquisto di riserve proved e unproved di €400 milioni riguarda l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€683 milioni) fi-

nalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a San-nazzaro, alla riconversione della Raffineria di Gela e 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 (€132 milioni);

- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€176 milioni).

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 ("Measure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. 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.

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal set-

tore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading, 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.

ROACE Adjusted

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima delle interessenze di terzi aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

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, deducendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

Debt/EBITDA

Debt/EBITDA è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

Profit per boe

Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi venduti.

Opex per boe

Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

Finding & Development cost per boe

Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas Topic 932).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted consolidati e a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
2019	(€ milioni)					
Utile (perdita) operativo	7.417	699	(854)	(710)	(120)	6.432
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(318)		95	(223)
Esclusione special item:						
- oneri ambientali	32		244	62		338
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.217	37	922	12		2.188
- plusvalenze nette su cessione di asset	(145)		(5)	(1)		(151)
- accantonamenti a fondo rischi	(18)		(2)	23		3
- oneri per incentivazione all'esodo	23	4	8	10		45
- derivati su commodity		(423)	(16)			(439)
- differenze e derivati su cambi	14	92	2			108
- altro	100	245	(29)	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.223	(45)	1.124	86		2.388
Utile (perdita) operativo adjusted	8.640	654	(48)	(624)	(25)	8.597
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(362)	(23)	(11)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	312	(11)	37	43		381
Imposte sul reddito ^(a)	(5.154)	(194)	(53)	222	5	(5.174)
<i>Tax rate (%)</i>	<i>60,0</i>	<i>31,3</i>	<i>..</i>			<i>64,2</i>
Utile (perdita) netto adjusted	3.436	426	(75)	(884)	(20)	2.883
<i>di competenza:</i>						
- interessenze di terzi						7
- azionisti Eni						2.876
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						148
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(157)
Esclusione special item						2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2.876

(a) Escludono gli special item.

2018	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo		10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
Esclusione (utile) perdita di magazzino				234		(138)	96
Esclusione special item:							
- oneri ambientali		110	(1)	193	23		325
- svalutazioni (riprese di valore) nette		726	(71)	193	18		866
- plusvalenze nette su cessione di asset		(442)		(9)	(1)		(452)
- accantonamenti a fondo rischi		360		21	(1)		380
- oneri per incentivazione all'esodo		26	122	8	(1)		155
- derivati su commodity			(156)	23			(133)
- differenze e derivati su cambi		(6)	112	1			107
- altro		(138)	(92)	96	47		(87)
Special item dell'utile (perdita) operativo		636	(86)	526	85		1.161
Utile (perdita) operativo adjusted		10.850	543	380	(606)	73	11.240
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(366)	(4)	11	(697)		(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		285	9	(2)	5		297
Imposte sul reddito ^(a)		(5.814)	(238)	(151)	333	(17)	(5.887)
<i>Tax rate (%)</i>		<i>54,0</i>	<i>43,4</i>	<i>38,8</i>			<i>56,2</i>
Utile (perdita) netto adjusted		4.955	310	238	(965)	56	4.594
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							11
- azionisti Eni							4.583
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							4.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino							69
Esclusione special item							388
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.583

(a) Escludono gli special item.

		Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
2017	(€ milioni)						
Utile (perdita) operativo		7.651	75	981	(668)	(27)	8.012
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(213)		(6)	(219)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali		46		136	26		208
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(154)	(146)	54	25		(221)
- plusvalenze nette su cessione di asset		(3.269)		(13)	(1)		(3.283)
- accantonamenti a fondo rischi		366			82		448
- oneri per incentivazione all'esodo		19	38	(6)	(2)		49
- derivati su commodity			157	(11)			146
- differenze e derivati su cambi		(68)	(171)	(9)			(248)
- altro		582	261	72	(4)		911
Special item dell'utile (perdita) operativo		(2.478)	139	223	126		(1.990)
Utile (perdita) operativo adjusted		5.173	214	991	(542)	(33)	5.803
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(50)	10	5	(699)		(734)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		408	(9)	19	22		440
Imposte sul reddito ^(a)		(2.807)	(163)	(352)	178	17	(3.127)
<i>Tax rate (%)</i>		<i>50,8</i>	<i>75,8</i>	<i>34,7</i>			<i>56,8</i>
Utile (perdita) netto adjusted		2.724	52	663	(1.041)	(16)	2.382
<i>di competenza:</i>							
- interessenze di terzi							3
- azionisti Eni							2.379
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.374
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(156)
Esclusione special item							(839)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.379

(a) Escludono gli special item.

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)	alle note al Bilancio consolidato	schema legale	schema riclassificato	schema legale	schema riclassificato
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari				62.192		60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing				5.349		
Attività immateriali				3.059		3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo				1.371		1.217
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni				9.964		7.963
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		(vedi nota 16)		1.234		1.314
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:				(2.235)		(2.399)
- crediti per attività di disinvestimento		(vedi nota 7)	30		122	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti		(vedi nota 10)	11		9	
- debiti verso fornitori per attività di investimento		(vedi nota 17)	(2.276)		(2.530)	
Totale Capitale immobilizzato				80.934		71.567
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze				4.734		4.651
Crediti commerciali		(vedi nota 7)		8.519		9.520
Debiti commerciali		(vedi nota 17)		(10.480)		(11.645)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:				(1.594)		(1.364)
- passività per imposte sul reddito correnti			(456)		(440)	
- passività per imposte sul reddito non correnti			(454)		(287)	
- passività per altre imposte correnti		(vedi nota 10)	(1.411)		(1.432)	
- passività per imposte differite			(4.920)		(4.272)	
- passività per altre imposte non correnti		(vedi nota 10)	(63)		(34)	
- attività per imposte sul reddito correnti			192		191	
- attività per imposte sul reddito non correnti			173		168	
- attività per altre imposte correnti		(vedi nota 10)	766		561	
- attività per imposte anticipate			4.360		3.931	
- attività per altre imposte non correnti		(vedi nota 10)	223		254	
- debiti per consolidato fiscale		(vedi nota 17)	(4)		(4)	
Fondi per rischi e oneri				(14.106)		(11.626)
Altre attività (passività), composti da:				(1.864)		(860)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine		(vedi nota 16)	37		51	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri		(vedi nota 7)	4.324		4.459	
- altre attività correnti		(vedi nota 10)	3.206		2.258	
- altri crediti e altre attività non correnti		(vedi nota 10)	637		361	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri		(vedi nota 17)	(2.785)		(2.568)	
- altre passività correnti		(vedi nota 10)	(5.735)		(3.980)	
- altri debiti e altre passività non correnti		(vedi nota 10)	(1.548)		(1.441)	
Totale Capitale di esercizio netto				(14.791)		(11.324)
Fondi per benefici ai dipendenti				(1.136)		(1.117)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili				18		236
composte da:						
- attività destinate alla vendita			18		295	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita					(59)	
CAPITALE INVESTITO NETTO				65.025		59.362
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi				47.900		51.073
Indebitamento finanziario netto						
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:				24.518		25.865
- passività finanziarie a lungo termine			18.910		20.082	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine			3.156		3.601	
- passività finanziarie a breve termine			2.452		2.182	
a dedurre:						
Disponibilità liquide ed equivalenti				(5.994)		(10.836)
Titoli held-for-trading				(6.760)		(6.552)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(vedi nota 16)		(287)		(188)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16				11.477		8.289
Passività per beni in leasing, composti da:				5.648		
- passività per beni in leasing a lungo termine			4.759			
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine			889			
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16^(a)				17.125		8.289
COPERTURE				65.025		59.362

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 19 al Bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2019		2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto		155		4.137
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		10.480		7.657
- ammortamenti	8.106		6.988	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	2.188		866	
- radiazioni	300		100	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	88		68	
- altre variazioni	(179)		(474)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(23)		109	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(170)		(474)
Dividendi, interessi e imposte		6.224		6.168
- dividendi	(247)		(231)	
- interessi attivi	(147)		(185)	
- interessi passivi	1.027		614	
- imposte sul reddito	5.591		5.970	
Variazioni del capitale di esercizio		366		1.632
- rimanenze	(200)		15	
- crediti commerciali	1.023		334	
- debiti commerciali	(940)		642	
- fondi per rischi e oneri	272		(238)	
- altre attività e passività	211		879	
Dividendi incassati da partecipate		1.346		275
Imposte pagate		(5.068)		(5.226)
Interessi (pagati) incassati		(941)		(522)
- interessi incassati	88		87	
- interessi pagati	(1.029)		(609)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.392		13.647
Investimenti		(8.376)		(9.119)
- attività materiali e diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(8.065)		(8.778)	
- attività immateriali	(311)		(341)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(3.008)		(244)
- partecipazioni	(3.003)		(125)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(5)		(119)	
Dismissioni		504		1.242
- attività materiali	264		1.089	
- attività immateriali	17		5	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	187		(47)	
- imposte pagate sulle dismissioni	(3)			
- partecipazioni	39		195	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(254)		942
- investimenti finanziari: titoli strumentali all'attività operativa	(8)		(8)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(229)		(358)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(307)		408	
- disinvestimenti finanziari: titoli strumentali all'attività operativa	17		15	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari strumentali all'attività operativa	178		279	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	95		606	
Free cash flow		1.258		6.468

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

**Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale**

	2019		2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Free cash flow		1.258		6.468
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(279)		(357)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(279)		(357)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.540)		320
- assunzione di debiti finanziari non correnti	1.811		3.790	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.512)		(2.757)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	161		(713)	
Rimborso di passività per beni in leasing		(877)		
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.424)		(2.957)
- rimborso di capitale ad azionisti terzi	(1)			
- acquisto di azioni proprie	(400)			
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(1)			
- dividendi pagati agli azionisti Eni	(3.018)		(2.954)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(4)		(3)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		1		18
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	8		18	
- effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(7)			
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		(4.861)		3.492

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

CONTO ECONOMICO

I valori economici, patrimoniali e finanziari del bilancio 2019 recepiscono gli effetti dell'IFRS 16 sulla contabilizzazione dei lease. Come consentito dal principio stesso i dati dell'esercizio posto a confronto non sono stati oggetto di rideterminazione; pertanto per consentire

una analisi su basi omogenee gli effetti del nuovo principio sono evidenziati nel commento dei singoli valori influenzati e complessivamente nel prospetto indicato al paragrafo "Modifica dei criteri contabili" delle Note al bilancio di esercizio.

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica		28.496	31.795	28.984	(3.299)
Altri ricavi e proventi		430	331	2.316	99
Costi operativi		(28.785)	(31.776)	(28.517)	2.991
Altri proventi (oneri) operativi		112	113	(239)	(1)
Ammortamenti		(1.137)	(635)	(727)	(502)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing		(1.144)	(13)	(111)	(1.131)
Radiazioni		(2)	(1)	(5)	(1)
Risultato operativo		(2.030)	(186)	1.701	(1.844)
Proventi (oneri) finanziari netti		(279)	(327)	(646)	48
Proventi (oneri) su partecipazioni		5.677	3.689	2.702	1.988
Utile prima delle imposte		3.368	3.176	3.757	192
Imposte sul reddito		(390)	(3)	(171)	(387)
Utile netto		2.978	3.173	3.586	(195)

L'utile netto di €2.978 milioni si riduce di €195 milioni rispetto all'esercizio precedente. La riduzione dell'utile operativo di €1.844 milioni e i maggiori oneri di imposta (€387 milioni) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità risultano in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€1.988 milioni) connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate. Il peggioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business E&P (€1.033 milioni), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti; (ii) alla linea di business G&P (€623 milioni) per effetto dei minori volumi commercializzati di gas e GNL sia in Italia sia all'estero e del livello dei prezzi mediamente più basso rispetto al 2018; (iii) alla linea di business R&M (€15 milioni)

per effetto delle svalutazioni degli impianti operate a seguito principalmente dell'andamento dello scenario di raffinazione in parte compensato dalla valutazione delle scorte.

L'adozione dell'IFRS 16 ha comportato: (i) un miglioramento di €9 milioni a livello di risultato operativo dovuto al beneficio dell'eliminazione dei canoni per beni in leasing, rilevati nella lease liability, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso (di seguito anche "right of use" o RoU) e dalla rilevazione di svalutazioni operate dalla R&M per €26 milioni; (ii) un peggioramento della gestione finanziaria di €77 milioni. Complessivamente, l'effetto sull'utile netto è un peggioramento di €63 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing che hanno un profilo decrescente nel tempo a differenza dei canoni di leasing rilevati secondo il precedente principio contabile, prevalentemente, in modo lineare.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito,

sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production		2.234	2.740	2.225	(506)
Gas & Power		11.946	14.648	14.331	(2.702)
Refining & Marketing		15.908	16.809	14.275	(901)
Corporate		921	877	864	44
Elisioni		(2.513)	(3.279)	(2.711)	766
		28.496	31.795	28.984	(3.299)

I **ricavi** Exploration & Production (€2.234 milioni) diminuiscono di €506 milioni, pari al 18,5%, a seguito essenzialmente del decremento dei prezzi di vendita del gas e del greggio (-37% e -4% rispettivamente) e del decremento dei volumi di idrocarburi prodotti anche in relazione al declino naturale dei campi maturi, pari al 11,9%, equivalente a 5,5 milioni di boe.

I **ricavi** Gas & Power (€11.946 milioni) diminuiscono di €2.702 milioni, pari al 18,4%, a seguito principalmente dei minori volumi com-

mercializzati di gas e GNL sia in Italia che all'estero e dal livello dei prezzi mediamente più basso rispetto al 2018.

I **ricavi** Refining & Marketing (€15.908 milioni) diminuiscono di €901 milioni, pari al 5,4%, a seguito essenzialmente dell'andamento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi.

I **ricavi** della Corporate (€921 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2018.

Risultato operativo

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production		(352)	681	2.164	(1.033)
Gas & Power		(722)	(99)	(304)	(623)
Refining & Marketing		(426)	(411)	329	(15)
Corporate		(513)	(444)	(479)	(69)
Eliminazione utili interni ^(a)		(17)	87	(9)	(104)
Risultato operativo		(2.030)	(186)	1.701	(1.844)

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Il **risultato operativo** della Exploration & Production, negativo per €352 milioni, peggiora di €1.033 milioni a seguito essenzialmente del decremento dei prezzi di vendita del gas e del greggio (-37% e -4% rispettivamente) e del decremento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 11,9%, equivalente a 5,5 milioni di boe (€505 milioni) a causa del declino naturale dei giacimenti maturi, e delle maggiori svalutazioni operate sugli asset di Falconara e altri minori (€398 milioni).

Il **risultato operativo** della Gas & Power, negativo per €722 milioni, peggiora di €623 milioni a seguito principalmente: (i) dei minori margini GNL dovuti principalmente al deterioramento del mercato, principalmente in Far East; (ii) dei maggiori costi per rinegoziazioni su contratti long term.

Il **risultato operativo** della Refining & Marketing, negativo per €426 milioni, peggiora di €15 milioni a seguito essenzialmente degli impairment degli impianti che hanno interessato in particolare: (i) la raffineria di Sannazzaro a seguito della revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione e per effetto dell'aggiornamento dei costi operativi; questi effetti negativi sono stati in parte assorbiti dall'effetto economico positivo connesso con la rilevazione dell'indennizzo assicurativo relativo all'incidente occorso a dicembre 2016 sull'impianto EST; (ii) gli investimenti di periodo relativi a cash generating unit interamente svalutate in precedenti reporting period per le quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. Tali effetti negativi sono in parte compensati dall'effetto positivo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi e della buona performance del marketing.

Proventi (oneri) su partecipazioni

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
Dividendi		6.623	4.851	3.061	1.772
Altri proventi		420	77	153	343
Totale proventi		7.043	4.928	3.214	2.115
Svalutazioni e perdite		(1.366)	(1.239)	(512)	(127)
		5.677	3.689	2.702	1.988

L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€1.988 milioni) deriva essenzialmente dalla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

Imposte sul reddito

	(€ milioni)	2019	2018	2017	Var. ass.
IRES		17	33	(10)	(16)
IRAP				(1)	
Addizionale Legge n. 7/09				(61)	
Imposte correnti		17	33	(72)	(16)
Imposte differite		9	4	(12)	5
Imposte anticipate		(409)	(38)	138	(371)
Imposte differite e anticipate		(400)	(34)	126	(366)
Totale imposte estere		(8)	(5)	(311)	(3)
Totale imposte sul reddito Eni SpA		(391)	(6)	(257)	(385)
Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation		1	3	86	(2)
		(390)	(3)	(171)	(387)

Le imposte sul reddito, di €390 milioni, peggiorano di €387 milioni a seguito essenzialmente della svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi.

La differenza dell'12,42% tra il tax rate effettivo (11,58%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei divi-

dendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 44,97%). Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dalla svalutazione delle imposte anticipate IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 23,57%); (ii) dalle svalutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 6,74%); (iii) dalla minore perdita fiscale per imposte passati esercizi (con effetto sul tax rate del 2,94%).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di seguito,

sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

(€ milioni)	31.12.2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31.12.2018	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	7.483		7.579	(96)
Diritto di utilizzo beni in leasing	2.027	1.648		2.027
Attività immateriali	158		180	(22)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.413		1.200	213
Partecipazioni	42.535		41.914	621
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	4.311		2.199	2.112
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(201)		(178)	(23)
	57.726	1.648	52.894	4.832
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	1.664		1.324	340
Crediti commerciali	4.432		4.928	(496)
Debiti commerciali	(4.710)		(4.972)	262
Attività (passività) tributarie nette	582		734	(152)
Fondi per rischi e oneri	(4.309)	429	(3.860)	(449)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.308)		(600)	(708)
	(3.649)	429	(2.446)	(1.203)
Fondi per benefici ai dipendenti	(376)		(370)	(6)
Attività destinate alla vendita	2		1	1
CAPITALE INVESTITO NETTO	53.703	2.077	50.079	3.624
Patrimonio netto	41.636		42.615	(979)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	9.410		7.464	1.946
Passività per leasing	2.657	2.077		2.657
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.067	2.077	7.464	4.603
COPTURE	53.703	2.077	50.079	3.624

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2019 ammonta a €53.703 milioni con un aumento di €3.624 milioni rispetto al 31 dicembre 2018.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (€57.726 milioni) aumenta di €4.832 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €2.112 milioni, in particolare per la concessione di finanziamenti alle società controllate Eni Finance International SA ed Eni gas e luce SpA; (ii) della rilevazione del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €2.027 milioni in applicazione delle disposizioni dell'IFRS 16 in vigore a partire dal 1° gennaio 2019.

Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €3.649 milioni, peggiora di €1.203 milioni per effetto essenzialmente: (i) della variazione negativa del fair value dei derivati (€667 milioni); (ii) dell'incremento dei fondi rischi e oneri (€449 milioni), in particolare del fondo abbandono e ripristino siti (€643 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione dei tassi di sconto utilizzati nel processo di attuazione parzialmente compensato dagli effetti dell'adozione dell'IFRS 16 che ha comportato la riclassifica a riduzione del valore del relativo ROU, al 1° gennaio 2019, del fondo contratto oneroso associato alla rilevazione di un right of use asset (€429 milioni).

Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** di €2 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

(1) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2018	42.615
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	2.978
Variazione riserva piano incentivazione di lungo termine	9
Differenze cambio da conversione Joint Operation	9
	2.996
<i>Decremento per:</i>	
Acconto sul dividendo 2019	(1.542)
Distribuzione saldo dividendo 2018	(1.476)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(545)
Acquisto azioni proprie	(400)
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(12)
	(3.975)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2019	41.636

Le azioni proprie acquistate (€400 milioni) riguardano l'acquisto di n. 28.590.482 azioni operato in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio

2019, che prevedeva per il 2019 un ammontare massimo di spesa di €400 milioni e un numero di azioni non superiore a 67 milioni.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.943	25.683	(740)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	<i>7.703</i>	<i>7.613</i>	<i>90</i>
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	<i>17.240</i>	<i>18.070</i>	<i>(830)</i>
Disponibilità liquide ed equivalenti	(4.752)	(9.654)	4.902
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.551)	(2.465)	(2.086)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6.230)	(6.100)	(130)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16	9.410	7.464	1.946
Passività per leasing	2.657		2.657
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.067	7.464	4.603

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto** di €4.603 milioni è dovuto essenzialmente: (i) al flusso del capitale proprio (€3.418 milioni), in particolare per il pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2018 di €0,41 per azione (€1.476 milioni), il pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione (€1.542 milioni) e l'acquisto di azioni proprie (€400 milioni); (ii) all'applicazione dell'IFRS16 (€2.657 milioni); (iii) agli investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa (€2.134 milioni); (iv) agli investimenti in par-

tecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€1.962 milioni); (v) agli investimenti tecnici (€1.136 milioni). Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€6.465 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate; (ii) dalle dismissioni di asset (€529 milioni) in particolare per il rimborso del capitale di Eni Finance International SA (€298 milioni) e per la liquidazione di Eni Adfin SpA – in liquidazione (€202 milioni).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO²

	(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
Utile netto		2.978	3.173	(195)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		3.222	1.883	1.339
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(5)	(12)	7
- dividendi, interessi e imposte		(5.844)	(4.510)	(1.334)
Variazione del capitale di esercizio		(131)	(83)	(48)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		6.245	4.462	1.783
Flusso di cassa netto da attività operativa		6.465	4.913	1.552
Investimenti tecnici		(1.136)	(1.038)	(98)
Investimenti in partecipazioni e rami d'azienda		(1.962)	(743)	(1.219)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		(2.134)	2.911	(5.045)
Dismissioni		529	39	490
Altre variazioni relative all'attività di investimento		20	11	9
Free cash flow		1.782	6.093	(4.311)
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(2.202)	(360)	(1.842)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(771)	661	(1.432)
Rimborso di passività per beni in leasing		(293)		(293)
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.418)	(2.954)	(464)
FLUSSO DI CASSA NETTO		(4.902)	3.440	(8.342)

	(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
Free cash flow		1.782	6.093	(4.311)
Rimborso di passività per beni in leasing		(293)		(293)
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.418)	(2.954)	(464)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(17)	(90)	73
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(1.946)	3.049	(4.995)
Effetti prima applicazione IFRS 16		(2.077)		(2.077)
Rimborso di passività per beni in leasing		293		293
Accensioni del periodo e altre variazioni		(873)		(873)
Variazione passività per beni in leasing		(2.657)		(2.657)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		(4.603)	3.049	(7.652)

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production		451	449	2
Refining & Marketing		639	526	113
Corporate		46	63	(17)
Investimenti tecnici		1.136	1.038	98

[2] Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

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)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)		31 dicembre 2019		31 dicembre 2018	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)		Riferimento alle note al Bilancio di esercizio			
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			7.483		7.579
Diritto di utilizzo beni in leasing			2.027		
Attività immateriali			158		180
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.413		1.200
Partecipazioni			42.535		41.914
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			4.311		2.199
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)		(vedi nota 16)	142	224	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)		(vedi nota 16)	4.169	1.975	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(201)		(178)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento		(vedi nota 7 e nota 10)	3	3	
- debiti per attività di investimento		(vedi nota 18)	(204)	(181)	
Totale Capitale immobilizzato			57.726		52.894
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.664		1.324
Crediti commerciali		(vedi nota 7)	4.432		4.928
Debiti commerciali		(vedi nota 18)	(4.710)		(4.972)
Attività (passività) tributarie nette:			582		734
- passività per imposte sul reddito (correnti)			(3)	(2)	
- altre passività (correnti)		(vedi nota 10)	(848)	(787)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)			64	66	
- altre attività (correnti)		(vedi nota 10)	278	204	
- attività per imposte anticipate			993	1.169	
- attività per imposte sul reddito (non correnti)			79	78	
- altre attività (non correnti)		(vedi nota 10)	3	2	
- crediti per consolidato fiscale e IVA		(vedi nota 7)	283	279	
- debiti per consolidato fiscale e IVA		(vedi nota 18)	(220)	(200)	
- passività per imposte sul reddito (non correnti)			(15)	(23)	
- altre passività (non correnti)		(vedi nota 10)	(32)	(52)	
Fondi per rischi ed oneri			(4.309)		(3.860)
Altre attività (passività) di esercizio:			(1.308)		(600)
- altri crediti		(vedi nota 7)	265	365	
- altre attività (correnti)		(vedi nota 10)	1.254	1.013	
- altre attività (non correnti)		(vedi nota 10)	517	484	
- altri debiti		(vedi nota 18)	(411)	(279)	
- altre passività (correnti)		(vedi nota 10)	(2.217)	(1.448)	
- altre passività (non correnti)		(vedi nota 10)	(716)	(735)	
Totale Capitale di esercizio netto			(3.649)		(2.446)
Fondi per benefici ai dipendenti			(376)		(370)
Attività destinate alla vendita			2		1
CAPITALE INVESTITO NETTO			53.703		50.079
Patrimonio netto			41.636		42.615
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine			17.240	18.070	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine			3.081	3.178	
- passività finanziarie a breve termine			4.622	4.435	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			4.752	9.654	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(vedi nota 16)	4.551	2.465	
Attività finanziarie destinate al trading			6.230	6.100	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16			9.410		7.464
Passività per beni in leasing, composti da:					
- passività per beni in leasing a lungo termine			2.320		
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine			337		
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing post IFRS16			12.067		7.464
COPERTURE			53.703		50.079

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del rendiconto finanziario riclassificato
e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale

	2019		2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile netto		2.978		3.173
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		3.222		1.883
- ammortamenti	1.137		635	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.144		13	
- radiazioni	2		1	
- effetto valutazione partecipazioni	947		1.162	
- differenze cambio da allineamento	11		4	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	(8)		63	
- remeasurement delle passività per leasing	(3)			
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(8)		5	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(5)		(12)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(5.844)		(4.510)
- dividendi	(6.623)		(4.851)	
- interessi attivi	(222)		(162)	
- interessi passivi	611		500	
- imposte sul reddito	390		3	
Variazione del capitale di esercizio		(131)		(83)
- rimanenze	(553)		119	
- crediti commerciali	500		144	
- debiti commerciali	(246)		(238)	
- fondi per rischi ed oneri	267		121	
- altre attività e passività	(99)		(229)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		6.245		4.462
- dividendi incassati	6.623		4.851	
- interessi incassati	212		158	
- interessi pagati	(588)		(492)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2)		(55)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		6.465		4.913
Investimenti tecnici:		(1.136)		(1.038)
- immobilizzazioni materiali	(1.109)		(1.003)	
- immobilizzazioni immateriali	(27)		(35)	
Investimenti in partecipazioni		(1.962)		(743)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa:		(2.134)		2.910
- crediti finanziari strumentali	(2.134)		2.907	
- Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			3	
Titoli strumentali all'attività operativa				1
Dismissioni:		529		39
- immobilizzazioni materiali	8		14	
- immobilizzazioni immateriali				
- partecipazioni	521		25	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		20		11
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	20		11	
Free cash flow		1.782		6.093
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività:		(2.202)		(360)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.202)		(360)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(771)		661
- assunzione (rimborso) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(958)		378	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	187		283	
Rimborso di passività per beni in leasing		(293)		
Flusso di cassa del capitale proprio:		(3.418)		(2.954)
- dividendi pagati	(3.018)		(2.954)	
- acquisto azioni proprie	(400)			
Flusso di cassa netto di periodo		(4.902)		3.440

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. 27 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato, alla quale si rinvia.

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. Ogni volta che si determina un eccesso d'offerta, il prezzo del petrolio si indebolisce. La domanda mondiale di greggio è strettamente correlata al ciclo macroeconomico. Altri fattori che influenzano la domanda sono la crescita demografica e il miglioramento degli standard di vita, i prezzi e la disponibilità di fonti alternative di energia (i.e., nucleare e rinnovabili), i progressi tecnologici che incidono sull'efficienza energetica, le iniziative che sono state adottate o pianificate dai Governi di tutto il mondo per combattere il global warming, inclusi la possibile introduzione di normative più severe sul consumo di petrolio o cambiamenti nelle preferenze dei consumatori. La spinta a limitare le emissioni globali di GHG e la transizione energetica verso un'economia low carbon, ampiamente considerati trend irreversibili, potranno determinare nel lungo termine una minore domanda di greggio (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change). Inoltre, la domanda di petrolio è soggetta a tutta una serie di eventi imprevedibili, quali tensioni geopolitiche, conflitti locali, terrorismo, atti di guerra, instabilità sociale, disordini civili diffusi, pandemie che potrebbero intaccare la fiducia dei consumatori, la crescita economica e quindi la domanda globale di petrolio.

L'accordo OPEC+, che include i membri dell'OPEC ed altri importanti Paesi produttori come la Russia, il Kazakhstan e il Messico, controlla circa il 50% dell'offerta globale ed è in grado di esercitare una certa influenza sui prezzi del petrolio, che tuttavia 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 possieda un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, possano avere un grande impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni USA 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 meteorologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

I prezzi del petrolio sono in un downtrend che dura ormai da circa sei anni, durante il quale hanno perso oltre due terzi del loro valore (dal picco di 110 \$/barile registrato nella prima metà del 2014 ai valori correnti inferiori ai 30 \$/barile). Il principale driver di tale declino è stata l'oversupply del mercato petrolifero, determinata dalla straordinaria crescita delle produzioni USA di tight oil anche a seguito della necessità degli independent producer USA di rientrare dei cospicui investimenti iniziali, che ha coinciso con un periodo di livellamento nella crescita della domanda globale di greggio. Nel primo trimestre 2020, questi sviluppi sono stati amplificati dal crollo della domanda dovuto alla diffusione del COVID-19 e dalle incertezze circa la volontà dell'OPEC+ di continuare a sostenere i prezzi.

Nel 2019 la quotazione media Brent è stata di circa 64 \$/barile con una flessione di circa il 10% rispetto al 2018, con andamenti altalenanti. Nella prima parte dell'esercizio, i prezzi registrano una certa ripresa dopo la correzione del quarto trimestre 2018 con un minimo a 50 \$/barile, sostenuta dalla buona dinamica dell'economia mondiale, dai tagli produttivi concordati dall'accordo OPEC+ e dalle sanzioni USA nei confronti di Venezuela e Iran. Il prezzo del benchmark Brent raggiunge 75 \$/barile nel mese di aprile. A maggio, il mercato petrolifero entra in un nuovo downturn e il prezzo del Brent perde in pochi mesi oltre 15 \$/barile fino al minimo di agosto al di sotto dei 60 \$/barile, a causa del rallentamento dell'economia e del commercio internazionale, innescato dall'escalation della disputa commerciale tra USA e Cina, e dal ritorno dell'oversupply. In tale contesto, l'attacco terroristico di settembre alle installazioni produttive dell'Arabia Saudita che provoca una perdita di output senza precedenti nella storia in occasione di altre situazioni di crisi nel Golfo (circa 6 milioni di barili di capacità messi fuori uso dall'attacco) determina solo una temporanea disruption nei mercati, che sono in grado di assorbire l'evento grazie all'abbondanza dell'offerta. A fine 2019/inizio 2020, i prezzi del petrolio tentano una nuova ripresa grazie alla decisione dell'OPEC+ di incrementare i tagli produttivi di 500 mila barili/giorno a 1,7 milioni fino a marzo 2020, con l'ulteriore impegno dell'Arabia Saudita di limare la propria "production quota" di ulteriori 400 mila barili/giorno, nonché al riemergere di tensioni geopolitiche nel Golfo e alla "de-escalation" delle tensioni commerciali USA-Cina. Tuttavia, dopo aver toccato i 65 \$/barile nel gennaio 2020, il prezzo del petrolio Brent registra una drammatica flessione a causa prima di uno shock della domanda indotto dalla diffusione su scala globale del virus pandemico COVID-19, poi a inizio marzo uno shock lato offerta dovuto al mancato accordo tra i membri dell'OPEC+ su ulteriori tagli produttivi, innescando incertezze sulla volontà del Cartello di continuare a sostenere i prezzi. A causa di questi sviluppi, il prezzo del Brent ha perso in due mesi oltre il 50% del valore toccando valori inferiori a 30 \$/barile (v. paragrafo successivo per un'informativa completa sui rischi emergenti 2020). Lo scenario 2020 si presenta pertanto estremamente volatile e complesso.

La situazione di oversupply assume connotazioni drammatiche nel mercato del gas naturale, come evidenzia il crollo del prezzo della commodity in tutte le principali geografie (Henry Hub, il riferimento USA, -19%, PSV Italia -34%, TTF spot Europa -42%). I fattori alla base della debolezza del gas sono la drastica flessione delle importazioni di GNL da parte delle principali economie asiatiche, in particolare Cina, Giappone e Corea del Sud per effetto del rallentamento dell'attività e della ripresa del nucleare, le temperature globali miti, l'eccesso di produzione di gas associato in USA, lo start-up di mega progetti GNL che favoriscono la liquidità e la connessione dei mercati del gas, nonché il livello delle scorte ai massimi storici.

Dopo il rallentamento registrato nel 2019 dovuto alla debolezza del ciclo economico, con un incremento inferiore al milione di barili/giorno, il management Eni prevede, in linea con il consensus di mercato, una ripresa della domanda globale di petrolio a medio termine, nell'ipotesi di esaurimento a breve degli effetti della malattia pandemica in corso. La previsione Eni post 2020 indica un livello di crescita medio di circa un milione di barili/giorno, ipotizzando una moderata dinamica dell'attività economica. L'offerta globale di greggio dovrebbe scontare una dinamica più cauta considerando il sempre maggiore focus delle oil companies sulla disciplina finanziaria, la previsione di rallentamento della crescita delle produzioni unconventional USA, nonché il ritorno dell'OPEC+ al ruolo di stabilizzatore del mercato. Sulla base dell'analisi dei fondamentali del mercato, valutati i rischi di ulteriore rallentamento dell'economia mondiale, i fattori geopolitici e le incertezze associate con gli sviluppi della disputa commerciale tra USA e Cina e della Brexit, e considerate le previsioni fatte da analisti finanziari e istituti specializzati, il management ha ritenuto di confermare l'assunzione di prezzo long term a 70 \$/barile per il riferimento Brent in moneta reale 2022 (inflazione di lungo termine 2%), in linea con quella utilizzata nella valutazione della recuperabilità dei valori d'iscrizione delle proprietà Oil & Gas del bilancio 2018.

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. 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).

Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che per ogni variazione di ± 1 \$/barile del prezzo del Brent rispetto alla previsione Eni per il 2020 ed assumendo prezzi del gas spot invariati, il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") diminuisce/aumenta di circa €0,15 miliardi.

Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo della 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 committimenti. 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, di rinviare o di 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.

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 trimestre 2020, qualora i prezzi di riferimento a fine 2020 dovessero risultare in linea con i valori del primo trimestre 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 i nostri 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 nostro 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 nostri pozzi di produzione; (iii) la nostra 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 nostro 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. Nella programmazione dei flussi finanziari Eni ha considerato i fabbisogni per il pagamento dei dividendi agli azionisti, mentre il piano di buy-back dell'azione è attuato solo in presenza di condizioni di mercato/livello di indebitamento favorevoli (Brent non inferiore a 60 \$/barile e leverage ante IFRS 16 stabilmente sotto 0,2). Alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale, Eni dispone di una riserva di liquidità dimensionata in modo da rispondere agli obiettivi di: (i) far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario e restrizioni nell'accesso al mercato dei ca-

pitali); e (ii) assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni.

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. Per il 2020, Eni prevede un livello di spending di circa €4 miliardi. Nonostante il controllo degli investimenti, il management intende mantenere un elevato tasso di crescita della produzione di idrocarburi pari a circa il 3,5%, in media nell'arco del prossimo quadriennio. Nel coniugare crescita e contenimento dei costi, il management farà leva in particolare sull'approccio modulare nella realizzazione dei grandi progetti e sulla riduzione del capitale inattivo attraverso l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve. 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. Il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto sulle produzioni sostanzialmente nullo nel 2019 rispetto al 2018 a seguito di un contesto di scenario marcatamente volatile che ha comportato prezzi di realizzo sensibilmente diversi rispetto alla media Brent del periodo nonché ad una situazione congiunturale dello scenario prezzi gas i cui marker di riferimento in alcuni casi asseriscono a lassi temporali precedenti il periodo in esame.

I risultati del business 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. Nel 2019 i risultati dei business raffinazione e chimica sono stati penalizzati dalla debolezza dei mercati di sbocco dei prodotti, in particolare in Europa a causa della minore crescita e del clima d'incertezza dovuto alla disputa commerciale USA-Cina che ha indotto gli utilizzatori di commodity ad attuare politiche di "destocking", eccesso di capacità e pressione competitiva da parte di prodotti più convenienti. Durante le fasi di minore crescita economica, le raffinerie Eni a carica tradizionale e le linee di business della chimica di prodotti commodity (come il polietilene) sono esposte alla competizione 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. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questi business rimarrà sfidante a causa delle incertezze macroeconomiche e delle attese di nuovi investimenti di espansione della capacità nella raffinazione e nella petrolchimica di base su scala globale. Inoltre le raffinerie Eni dotate di elevata capacità di conversione sono esposte al rischio di contrazione del differenziale dei greggi pesanti vs. Brent che riduce il premio "complexity", cioè il vantaggio di cui beneficiano tali tipi di impianti in grado di ottenere prodotti pregiati dai greggi "heavy/sour" (cioè a elevato contenuto di zolfo/elevata resa d'olio combustibile) che quotano tipicamente a sconto rispetto al Brent. In particolari situazioni di mercato può accadere che tale sconto si riduca in maniera significativa come è accaduto nel corso del 2019 a causa della carenza d'offerta "heavy" dovuta ai tagli produttivi dell'OPEC, alle sanzioni USA nei confronti dell'Iran e alla flessione della produzione venezuelana. Il management prevede che tale trend possa rappresentare un fattore di rischio per i risultati del business raffinazione a medio termine.

Il business della chimica Eni ha registrato risultati negativi nel 2019 a causa del perdurante downcycle del settore che in aggiunta ai fattori macro citati in precedenza (rallentamento macroeconomico, overcapacity, pressione competitiva) è stato particolarmente penalizzato dal rallentamento dell'automotive e dalla minore richiesta di mercato di "single-use plastics" in funzione dei provvedimenti restrittivi adottati in Europa per la tutela dell'ambiente, di cui è prevedibile un ramp-up in futuro. Il management prevede che tale downcycle possa estendersi nel 2020 e oltre. In tale ambito, il recupero di redditività di Versalis è legato all'efficace ed efficiente esecuzione del piano di riposizionamento strategico definito dal management con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei business commodity caratterizzati da deboli fondamentali a beneficio dei business specialties, caratterizzate da migliori margini e maggiore stabilità e dallo sviluppo del business della chimica da fonti rinnovabili.

IMPATTO DELLA DIFFUSIONE PANDEMICA DEL VIRUS COVID-19 E ALTRI SVILUPPI NEL MERCATO PETROLIFERO.

Nel gennaio 2020 l'inizio di una malattia pandemica, nota come COVID-19, e la successiva rapida diffusione in un numero crescente di nazioni di tutto il mondo ha innescato una profonda correzione nei prezzi del petrolio e delle altre commodity energetiche a causa dell'improvvisa caduta dei consumi in funzione dei provvedimenti via via sempre più severi adottati dai governi per contenere l'epidemia con pesanti ripercussioni sull'attività produttiva. Nei primi giorni di marzo si sono concluse senza esito le discussioni all'interno del cartello OPEC+ sulla possibilità di ulteriori tagli produttivi richiesti da alcuni paesi membri per reagire agli effetti prodotti dal COVID-19. Questi eventi hanno causato il crollo del prezzo del petrolio, che pure aveva iniziato l'anno su di un trend sostenuto, con il prezzo del riferimento Brent che perde in questo periodo oltre il 50% del valore rispetto ai 65 \$/barile registrati nella prima parte di gennaio prima dell'inizio della diffusione pandemica; tuttavia, il prezzo medio del Brent nel primo trimestre 2020 pari a circa 51 \$/barile evidenzia una variazione molto più contenuta rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (-20% circa). Anche il prezzo spot del gas al punto virtuale di scambio italiano "PSV", principale riferimento per le

vendite del gas equity, è diminuito in questo periodo, registrando un valore medio di 3,7 \$/mmBTU, con una riduzione di circa il 50% rispetto al primo trimestre 2019.

Qualora questi eventi si prolunghino oltre il breve periodo potrebbero causare una caduta prolungata dei consumi e dei prezzi energetici con conseguenze negative “materiali” sui risultati economici, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'intero settore oil&gas, già alle prese con fondamentali sfidanti a causa del persistente eccesso d'offerta e dei rischi legati al cambiamento climatico e alla transizione verso un'economia low carbon.

Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che per ogni variazione di +/- 1 \$/barile del prezzo del Brent rispetto alla previsione Eni per il 2020, il flusso di cassa dopo gli investimenti (“free cash flow”) diminuisca/aumenti di circa €150 milioni, mentre una variazione del +/- 1 \$/mmBTU nel prezzo del gas PSV determina un impatto positivo/negativo di €235 milioni rispetto al nostro piano finanziario.

L'andamento 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 provocare una recessione globale 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+ abbandonasse effettivamente la politica di sostegno dei prezzi, comporterebbe effetti negativi significativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista.

Tuttavia la Compagnia grazie alle azioni intraprese in questi anni per aumentarne la resilienza allo scenario può far leva su una solida posizione finanziaria e su di un modello di business in grado di attenuare ogni downturn. Grazie all'esplorazione di successo a costi competitivi, la riduzione del time-to-market delle riserve, l'approccio allo 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 al continuo controllo delle spese operative, la Compagnia è in grado di resistere a una contrazione dello scenario come quella attuale in virtù del ridotto break-even dei progetti in corso che assicureranno redditività e crescita a breve-medio termine. Inoltre la Compagnia mantiene un elevato grado di flessibilità finanziaria e dispone di riserve di liquidità per far fronte a eventi imprevedibili e a significative contrazioni dello scenario. Abbiamo istituito una riserva di liquidità strategica che consiste di asset prontamente realizzabili quali titoli di stato e obbligazioni corporate investment grade dell'ammontare complessivo di circa €6,8 miliardi e possiamo contare su disponibilità liquide ed equivalenti immediate per ulteriori €6 miliardi in grado di attenuare l'impatto di un downturn dei prezzi, anche di notevoli proporzioni. Al 31 dicembre 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €13.299 milioni e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. I principali impegni finanziari previsti per il 2020 includono il rimborso delle

quote in scadenza dei prestiti obbligazionari per €3,2 miliardi, l'esposizione a breve verso il sistema creditizio di €2,45 miliardi e 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 €8 miliardi allo scenario di budget.

Eni ha in corso la valutazione degli effetti di tali sviluppi sullo scenario petrolifero e delle azioni gestionali per attenuarne l'impatto. Le nuove assunzioni di scenario e gestionali e le conseguenti ricadute, al momento non ancora determinabili, sulle valutazioni di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività fisse dell'Eni saranno riflesse nei futuri reporting period.

A oggi, in risposta alla forte riduzione dei prezzi delle commodity e ai vincoli prevedibili derivati dalla pandemia di COVID-19, il management ha rivisto lo scenario dei prezzi del petrolio e il programma degli investimenti per gli anni 2020 e 2021. In particolare, le previsioni sul prezzo Brent sono state ridotte rispettivamente a 40-45 \$/barile per il 2020 e 50-55 \$/barile per il 2021. Nel 2020 Eni ridurrà gli investimenti di circa €2 miliardi, pari al 25% del totale previsto nel budget originario e i costi operativi di circa €400 milioni. Per il 2021, si prevede una riduzione degli investimenti di circa €2,5-3 miliardi, pari al 30-35% 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. In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata. Per effetto di questa manovra e dello scenario particolarmente depresso, la produzione nel 2020 è prevista tra 1,8 e 1,84 milioni di barili di olio equivalente al giorno e rimarrà invariata l'anno successivo. Infine, la Compagnia ha ritirato la proposta di acquisto di azioni proprie 2020 per un valore pari a €400 milioni indirizzata alla prossima Assemblea del 13 maggio. 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.

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.

Attualmente Eni è esposta a rischi geopolitici e di instabilità finanziaria in alcuni importanti Paesi di presenza, quali Venezuela, Nigeria, Egitto e Libia.

Il Venezuela è in una condizione di stress finanziario dovuto alla contrazione delle entrate petrolifere, acuita 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 \$1,3 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 2019 è stata incassata una percentuale di fatturato per le forniture correnti di gas a PDVSA coerente 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. Pertanto il rischio controparte relativo al Venezuela si è mantenuto stabile rispetto alle assunzioni del precedente bilancio.

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. Nonostante l'elevato rischio controparte, il piano concordato con NNPC per il rientro dei crediti scaduti 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 di "securitization" 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.

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. Dalla seconda metà del 2018 si è assistito ad un nuovo riacutizzarsi delle tensioni interne sfociate nella ripresa della guerra civile nell'aprile 2019 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. Nonostante il difficile contesto operativo, nel corso del 2019 le attività petrolifere Eni hanno marciato con regolarità e in linea con i piani aziendali conseguendo il pieno ramp-up degli upgrading realizzati nel 2018/2019 (Wafa compression e Bahr Essalam fase 2). Il management ritiene comunque che la situazione politica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro, 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 con ricadute sull'operatività del giacimento Eni di Elephant. Alla data di bilancio la Libia rappresenta il 15,5% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi a partire dal 2020 e 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.

Altro Paese dove si sono verificati nel passato recente episodi di disruption è la Nigeria, sotto forma di atti di sabotaggio, furti,

attentati alla sicurezza e altre forme di danni dirette alle installazioni produttive della Società, in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, con ricadute negative sulla continuità produttiva.

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 potrebbero essere 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.

L'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea del 31 gennaio 2020 pone fine a un periodo di forte incertezza politica. Durante il periodo di transizione (che finirà il 31 dicembre 2020 e difficilmente sarà prorogato) l'impatto della Brexit sul business sarà piuttosto limitato, in quanto il Regno Unito rimarrà nel mercato unico. Nel corso del 2020, Londra porterà avanti i negoziati con l'UE, per definire i rapporti commerciali futuri. Tuttavia, visti i tempi stretti e la complessità delle trattative, permane il rischio che l'accordo commerciale raggiunto alla fine del periodo transitorio sarà poco chiaro e limitato ad alcuni settori, creando barriere commerciali (sia tariffarie che non-tariffarie) e portando ad un crescente disallineamento regolatorio in futuro. Inoltre, ulteriori dazi e imposte potrebbero influire negativamente sulla domanda di alcuni dei nostri prodotti. L'eventualità di possibili ritardi e di una minore domanda, in combinazione con un possibile deterioramento delle condizioni macroeconomiche sia nell'UE che nel Regno Unito, potrebbe avere effetti negativi materiali sul nostro reddito e sul flusso di cassa.

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, centonovantacinque 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.

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 meteorologici 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 scambio¹, 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 regolatoria². 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 one-

(1) 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.

(2) Nel 2019 Eni ha registrato un deficit di quote pari a 11,57 milioni di tonnellate.

ri 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. 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 il **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 meteorologici 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 gradualmente, 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.

Per approfondimento si rimanda al capitolo "Strategia" e al paragrafo "Neutralità carbonica nel lungo termine" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttrici 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 cogliere le opportunità connesse alla prevedibile crescita del gas naturale e delle rinnovabili.

La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portafoglio di asset e di nuovi investimenti di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operations e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

La redditività dei principali nuovi progetti d'investimento è sottoposta a una sensitivity al carbon pricing utilizzando due set di assunzioni: (i) scenario prezzi idrocarburi e costo CO₂ di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO₂ utilizzati nello scenario IEA SDS. L'analisi condotta a fine 2019 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni.

Il test di valutazione della recuperabilità dei valori di libro delle proprietà Oil & Gas di Eni recepisce dal 2019 gli impegni del Gruppo a sviluppare i progetti di forestry, una delle linee d'azio-

ne della strategia di decarbonizzazione Eni, con l'avvio nel 2019 della partecipazione a iniziative di conservazione delle foreste che prevedono l'acquisto a titolo oneroso di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp-up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1") del settore Exploration & Production ai fini della neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi del settore Exploration & Production e la loro recuperabilità è stata valutata con riferimento all'intero settore Exploration & Production considerato come un'unica Cash Generating Unit (CGU). Al netto di tali costi proiettati fino alla fine della vita residua delle riserve l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test si riduce del 2%.

La resilienza del portafoglio è valutata sulla base dello scenario IEA SDS, che è considerato lo scenario di riferimento per tracciare un percorso di decarbonizzazione che traguarda il conseguimento dei Sustainable Development Goals dell'ONU più direttamente correlati all'energia: accesso universale all'energia, riduzione dell'impatto dell'inquinamento locale e lotta al cambiamento climatico, compresi i target dell'Accordo di Parigi. Per raggiungere tali obiettivi, lo scenario SDS ipotizza un picco delle emissioni globali entro il 2025, un declino medio annuo di circa il 4% fino al 2050 e zero emissioni nette al 2070. In questo scenario, la domanda energetica mondiale, nonostante i vincoli dettati dalla continua crescita economica e dal conseguimento dell'accesso universale al 2030, registra un leggero declino. Entro il 2040 l'energia eolica e solare diventano le fonti principali di generazione elettrica; la domanda petrolifera mondiale dopo aver raggiunto il picco prima del 2025 scende a circa 50 milioni di barili/giorno al 2050 (rispetto ai circa 100 milioni attuali) con una flessione media annua del 2%, mentre la domanda di gas rimane intorno ai 4.000 miliardi di metri cubi (sostanzialmente in linea con il livello corrente) fino al 2040.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia, lo scenario IEA SDS prevede un prezzo di lungo termine del petrolio pari a circa 62 \$/barile al 2030 in termini reali 2018 riferito al paniere IEA (media dei prezzi d'importazione dei Paesi membri) e strutturalmente inferiore ai 60 \$/barile successivamente, livelli considerati adeguati a stimolare gli investimenti necessari per coprire le previsioni di consumo; il prezzo del gas è previsto rimanere stabile rispetto ai valori correnti. Lo scenario SDS del petrolio assume una curva prezzo nel lungo termine moderatamente inferiore a quella Eni (ad esempio nel 2040 la previsione SDS è circa il 10% inferiore a quella Eni) mentre i prezzi gas nello scenario SDS risultano leggermente superiori a quelli dello scenario Eni. Il prezzo della CO₂ registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon arrivando in termini reali al 2018 fino a 140 \$/tonnellata al 2040, attestandosi nel medio-lungo termine su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il management ha sottoposto tutte le CGU del settore E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36 ad analisi di sen-

sività per verificarne la tenuta del valore di libro adottando lo scenario IEA SDS del WEO 2019. Tale stress test evidenzia la tenuta complessiva dei valori di libro degli asset Eni con una riduzione del fair value del 7% ipotizzando l'indeducibilità dei costi delle emissioni di CO₂, ovvero del 2% in caso di riconoscimento nel cost oil e ai fini della determinazione del reddito imponibile.

Inoltre, considerati i seguenti fattori: (i) la maggiore volatilità del prezzo del petrolio sempre più esposto ai rischi di portata globale; (ii) il perdurare dell'eccesso di offerta che ha determinato un reset dei prezzi di realizzo degli idrocarburi e dei flussi di cassa delle oil companies; (iii) la crescente incertezza circa il futuro di lungo termine della domanda petrolifera alla luce dell'impegno della comunità internazionale nel contrastare il cambiamento climatico e nell'accelerare la transizione energetica, la crescita di energie alternative ai fossili e lo shift nelle preferenze dei consumatori con il rischio di spiazzamento degli idrocarburi. Il management ha ritenuto di testare la recuperabilità del valore di libro delle proprietà Oil & Gas compresa l'eventualità di stranded asset a diversi scenari di stress test. In particolare, allo scenario più conservativo che assume un prezzo long-term del petrolio Brent di 50 \$/barile "flat" e un prezzo al PSV di 5 \$/Mbtu flat, il management prevede che circa l'85% delle riserve certe e delle riserve "probable/possible" adeguatamente rischiate (considerate al 70% e al 30% rispettivamente) dell'Eni saranno prodotte entro il 2035 e il 94% del loro valore attuale netto. Il valore attuale netto a oggi di tali produzioni valorizzate al conservativo scenario predetto è sostanzialmente allineato al valore di libro dei fixed asset netti del settore Exploration & Production, considerata anche la quota Eni di Vår Energi e delle altre joint venture, oltre agli esborsi attesi per i progetti forestry fino a tale data.

RISCHIO SANZIONI

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli adottati dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti d'America e, in particolare, ad oggi, quelli relativi a Venezuela e Russia. Nel corso del 2019, le misure restrittive nei confronti del Venezuela sono state inasprite con l'inserimento, tra l'altro, di PDVSA nella Specially Designated Nationals and Blocked Persons List (cd. "SDN List") statunitense e, in un secondo momento, con l'estensione delle misure di "asset freeze" anche nei confronti dello stesso Governo Venezuelano e di tutte le società da esso, direttamente o indirettamente, possedute o controllate. Tali misure hanno richiesto attente valutazioni e la messa in atto di azioni specifiche, tra le quali evitare "US nexus" nelle operazioni a rischio per limitare l'esposizione a sanzioni statunitensi, al fine di consentire il prosieguo delle attività Eni nel Paese, nel rispetto della normativa applicabile. In estrema sintesi, tali sanzioni hanno avuto effetti diretti piuttosto limitati sulle attività di Eni nel Paese; più significativi gli effetti indiretti, soprattutto considerato il deterioramento indotto sulla situazione finanziaria del Paese e il maggiore effort richiesto al management al fine di garantire aderenza alle nuove e più stringenti misure restrittive varate dall'amministrazione Trump.

Per quanto concerne la Russia, le sanzioni dell'Unione Europea e, in particolare, quelle statunitensi sono state ampliate nel corso

dell'anno senza impatti diretti sulle attività di Eni in corso. I progetti nell'upstream russo – colpiti dalle restrizioni adottate da UE e USA nel 2014 a seguito dello scoppio della crisi russo-ucraina e inasprite dagli Stati Uniti nel 2017 con l'adozione del Countering America's Adversaries Through Sanctions Act – si trovano in stato di sospensione.

In generale, Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità alle norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio e delle modalità di concreta applicazione dello stesso, per adattare su base continuativa le proprie attività. I presidi di controllo interno e le conseguenti misure di mitigazione del rischio messe in atto hanno consentito di prevenire e limitare l'impatto dei programmi sanzionatori sulle iniziative di business.

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 possibili 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 conseguiva 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 (andamento dell'azione Eni, dividendi, disponibilità di extra cassa per finanziare il programma di buy-back).

Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte 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. Nel 2019 Eni ha derivato circa il 60% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

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, la definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, l'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 simili 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 meteorologiche, temperature, offshore profondo e ultra profondo, tutela dell'ecosistema, presenza di ghiacci, ecc.).

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 ge-

stonali finalizzati a mitigare il rischio di blow-out dei pozzi. Eni monitora la complessità dei pozzi attraverso un indicatore di rischio (WCEI - Well Complexity & Economic Index) applicato ai pozzi operati e non, basato su parametri tecnici e sulla potenziale esposizione economica in caso di blow-out. A seconda della complessità l'indice è distinto in 3 livelli: i pozzi classificati di livello 1 sono gestiti con le azioni di mitigazione previste dalle procedure interne di Eni.

Eni presidia in modo rigoroso le analisi del rischio geologico, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi complessi, operati e non operati, con elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blow-out, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure avanzate 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. L'importante progetto di digitalizzazione in atto mitigherà i rischi in ambito di integrità degli asset e della sicurezza del personale dedicato alle operazioni, oltre che degli esiti minerari delle perforazioni.

Eni esercita inoltre un controllo sui programmi di perforazione e di completamento dei pozzi a maggior complessità nelle attività non operate.

Il rischio blow-out dei pozzi è 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. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata gross del 22% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4,3 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre ulteriormente il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

Incerteze 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 sversati 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 voce di costo significativa nell'esercizio cor-

rente 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 (andamento dell'azione Eni, dividendi, disponibilità di extra cassa per finanziare il programma di buy-back).

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 Goliath 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 relazio-

ne 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 giudiziali in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio.

Fra gli sviluppi regolatori italiani di cui si sta valutando l'impatto, citiamo l'emissione da parte del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) delle Linee Guida n. 17/2018 che impattano sull'Analisi di Rischio e dunque sugli obiettivi di bonifica. È inoltre attuato l'art. 241 del D.Lgs. n. 152/2006 con il Decreto 1° marzo 2019, n. 46, recante il regolamento relativo agli interventi di bonifica in aree agricole o destinate all'allevamento; anche in questo c'è attenzione in relazione alla ridotta casistica. Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la Società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.).

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente. La legge ha inoltre ampliato il campo per cui viene prevista una responsabilità diretta dell'ente per illeciti ambientali. Eni ha quindi adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

Secondo l'annuale analisi condotta dal World Economic Forum (The Global Risks Report 2020), il rischio idrico viene identificato tra i cinque fattori con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 10 anni. Le crisi idriche avranno, inoltre, crescenti interconnessioni con altri fattori di rischio ed instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari. In un recente policy brief delle Nazioni Unite si evidenzia come i cambiamenti climatici si esplicitino nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (IEA 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Nel 2015, 663 milioni di persone non avevano an-

cora accesso ad acqua di qualità adeguata e disponibilità di reti fognarie. Uno dei Sustainable Development Goal (il n. 6) è pertanto rivolto a migliorare la gestione dell'acqua. A questo proposito prosegue l'impegno di Eni in progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico/sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved Oil Recovery). Anche nel downstream sono proseguite iniziative per ridurre il consumo di acqua dolce o per la sostituzione dei prelievi di acqua dolce da falda o da acque superficiali con fonti di minor pregio. Anche al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, dal 2018 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, entrando a far parte nel 2019 tra le compagnie reputate leader nella gestione della risorsa idrica, ottenendo una valutazione pari a A-, che si colloca ben al di sopra della media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie O&G, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica.

Dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tale riguardo tutte le raffinerie Eni hanno completato nel 2018 i procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle Conclusioni sulle BAT pubblicate a luglio 2017 con la Decisione n. 2014/738/UE per il settore raffinazione.

Il 31 luglio del 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Al fine di verificare il posizionamento degli impianti, i gestori hanno avviato specifiche gap analisi per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a traghettare le nuove performance.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dell'Ambiente n. 141 del 26/05/2016 per la determinazione delle garanzie finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

Sempre nel 2017, con la decisione di esecuzione n. 2017/2117 la Commissione Europea ha approvato le Conclusioni sulle BAT

per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (LVOC). Entro il dicembre 2021 tutti gli impianti dovranno essere allineati alle nuove BAT settoriali e completare i piani di miglioramento tecnologico richiesto dalla decisione.

La Commissione Europea ha inoltre adottato le Conclusioni sulle BAT per il trattamento dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2010/75/UE. Le Conclusioni, approvate con decisione della Commissione Europea 10 agosto 2018, n. 2018/1147/UE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 tonnellate al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 75 tonnellate al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 tonnellate; e trattamento a gestione indipendente di acque reflue provenienti da un'installazione svolgenti le attività precedenti.

In Italia, le Autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA, in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24/04/2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

Le nuove Linee Guida su Valutazione Impatto Sanitario (LG VIS) sono entrate in vigore il 29 luglio 2019 (comunicate dal DM 27 marzo 2019). Le LG VIS arrivano in attuazione dell'articolo 23 del D.Lgs 152/2006 e si applicano attualmente solo ai Grandi Impianti di Combustione (GIC) e le raffinerie, ma si attende l'applicazione più vasta delle linee guida.

Il 22 novembre 2017 la Commissione Europea ha aggiornato le Linee Guida del 2001 per lo svolgimento delle valutazioni autorizzative in ambito VIA al fine di garantire la necessaria coerenza con le disposizioni della Direttiva 2014/52/UE che aveva introdotto significative modifiche, sia procedurali sia tecniche. A livello nazionale, tali LG sono già richiamate nell'ambito del Decreto VIA 104/2017 in vigore dal 21 luglio 2017 (il testo rimanda a decreti attuativi previsti dall'art. 25, in particolare comma 4 relativo all'emissione di LG nazionali e norme tecniche per l'elaborazione della documentazione finalizzata allo svolgimento della VIA). Il nuovo testo riformulato dal Decreto VIA 104/2017 ha l'obiettivo di introdurre tempi certi e perentori per il rilascio del parere, la razionalizzazione di procedure e competenze e la riorganizzazione degli organi preposti. Il decreto conferma inoltre l'obbligo di Valutazione di Impatto Sanitario (VIS – già introdotto con il Collegato ambientale nel 2016) per il proponente nell'ambito VIA per le raffinerie, gli impianti di gassificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. Nel 2019 gli impianti Eni ricadenti sotto Grandi Impianti di Combustione (GIC) hanno presentato tutta la documentazione necessaria per procedere al riesame dell'AIA unitamente alla quietanza di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria, rispettando le scadenze del cronoprogramma

approvato dal Decreto Direttoriale 22 novembre 2018, n. 430. Anche gli impianti Eni ricadenti sotto la categoria di fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici hanno presentato la documentazione per l'avvio del iter di riesame. Il processo di riesame ha come obiettivo di verificare l'allineamento degli impianti alle rispettive Conclusioni sulle BAT (decisione 2017/1442/UE e 2017/2117/UE). I business Eni interessati presidiano la tematica e proseguono con l'analisi di posizionamento degli impianti per valutare la necessità di eventuali interventi migliorativi da implementare.

La Commissione Europea ha diffuso il 28 febbraio 2019 il documento di riferimento sulle BAT per la gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. Il documento è stato elaborato nel quadro dell'attuazione della direttiva 2006/21/CE sulla gestione dei rifiuti delle industrie estrattive e copre la gestione dei rifiuti estrattivi da tutte le industrie estrattive terrestri, dalle piccole cave alle grandi miniere di metalli, compresa la prospezione e la produzione di petrolio e gas. Il nuovo approccio delle BAT basato sul rischio considera la diversità dei tipi di rifiuti estrattivi, i siti e gli operatori e copre una vasta gamma di potenziali rischi che devono essere considerati dagli operatori responsabili della gestione dei rifiuti delle industrie estrattive. L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti, in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento, e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Importante segnalare per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea per la stesura del nuovo Bref Hydrocarbon con lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM).

Con il DM 19 febbraio 2019, n. 39 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare italiano ha dettato indirizzi per l'uniformità dei procedimenti di VIA e di AIA relativi a progetti di prospezione geofisica, perforazione di pozzi e altre opere a mare di competenza statale. In particolare, per i progetti di prospezione geofisica il DM richiede al proponente maggior grado di dettaglio nella documentazione sulla prospezione tramite tecnica dell'air gun, che permette di individuare tutti i possibili impatti del progetto. Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambito, nel 2017, Eni è stata la prima società in Italia a interfacciare il proprio software per la gestione dei rifiuti con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi inoltre facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

Il Parlamento Europeo ed il Consiglio hanno approvato le quattro direttive afferenti al Pacchetto Economia Circolare della Commissione

Europea, che effettuano una revisione delle attuali normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita. Le dette direttive dovranno essere recepite entro il 5 luglio 2020 nell'ordinamento degli Stati membri.

In Italia è intervenuta la soppressione del Sistema Informatico per la Tracciabilità dei Rifiuti (SISTRI), disposta dal DL 135/2018, cui farà seguito la definizione di un nuovo sistema, già previsto dall'art. 194-bis del D.Lgs. 152/2006, volto a consentire la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia di rifiuti.

Il Pacchetto Economia Circolare della UE approvato a giugno 2018, che rivede le normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita, dovrà essere recepito dagli Stati membri entro il 5 luglio 2020; a livello italiano sono in corso i lavori per il recepimento, contestualmente ai quali il competente Ministero intende operare una revisione organica della materia, che avrà ricadute anche sull'attività di Eni. L'11 dicembre 2019 la Commissione Europea ha presentato The European Green Deal la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

Alla soppressione del Sistema Informatico per la Tracciabilità dei Rifiuti (SISTRI), disposta dal DL 135/2018 e confermata dalla Legge 12/2019, farà seguito la definizione di un nuovo sistema che consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia di rifiuti e che prevedrà la comunicazione dei dati ad un Registro Elettronico Nazionale (REN).

Un tema particolarmente oggetto di attenzione da parte dell'opinione pubblica è costituito dalla plastica, anche in relazione al problema del marine littering. Il 12 giugno 2019 è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2019/904, che dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 3 luglio 2021. Questa vieta la vendita nella UE di alcuni prodotti mono-uso in plastica, e per altri prevede riduzioni del consumo oppure specifici requisiti di etichettatura e prodotto. Detta direttiva fissa un obiettivo di raccolta del 90% per le bottiglie di plastica entro il 2029 e prevede che entro il 2025 il 25% delle bottiglie di plastica sia composto da materiali riciclati, quota che salirà al 30% entro il 2030. In questo nuovo contesto normativo l'industria della plastica svolgerà un ruolo fondamentale tramite lo sviluppo delle tecnologie innovative focalizzate sulla massimizzazione del tasso di riciclaggio della plastica.

Il 24 dicembre 2019 è stata pubblicata sul sito del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) la Delibera n. 61 del Consiglio SNPA del 27 novembre 2019: Approvazione del manuale "Linee guida sulla classificazione dei rifiuti".

A maggio 2019, il Consiglio del Sistema Nazionale Protezione Ambiente ha approvato le Linee guida per l'applicazione della normativa sulla gestione delle terre e rocce da scavo. Il documento, approvato con delibera SNPA 9 maggio 2019, n. 54, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, si concentra sui requisiti di qualità ambientale per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotti sia nei cantieri di grandi dimensioni che in quelli di piccole dimensioni.

Nel 2016 l'Unione Europea ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova Direttiva NEC (che stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e doveva essere recepita dagli Stati membri entro il 1° luglio 2018, fatto salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti. Il 17 luglio 2018 sono entrate in vigore le disposizioni del D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81, di recepimento della Direttiva NEC. Il D.Lgs. stabilisce limiti nazionali per le emissioni in atmosfera più severi per taluni inquinanti (biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) in un primo step dal 2020 al 2029 e successivamente dal 2030 in avanti.

A livello della normativa nazionale e regionale si osserva sempre maggiore importanza delle emissioni odorigene. Il 19 dicembre 2017 è entrato in vigore l'art. 272-bis del D.Lgs. 152/06 introdotto con il D.Lgs. 183/2017 di recepimento della Direttiva 2015/2193. L'art. 272-bis introduce per la prima volta in TUA la tematica delle odorigene e promuove un coordinamento centrale per garantire, su basi scientifiche, chiarezza e applicazione uniforme, a livello nazionale, di criteri e procedure, volti a definire metodi di monitoraggio, valori limite e determinazione degli impatti delle emissioni odorigene. In base all'art. 272-bis, la normativa nazionale e regionale possono prevedere misure per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorigene degli stabilimenti di cui al presente titolo. Inoltre l'articolo prevede le sanzioni in caso di violazione, sforamento o, soprattutto, mancato adempimento – arresto fino ad un anno o ammenda fino a €10.000.

Il 4 giugno 2019, durante l'evento Clean Air Dialogues, è stato firmato a Torino il Protocollo Clean Air. Il documento è volto all'individuazione di misure di breve e medio periodo di contrasto all'inquinamento atmosferico definite dal "Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria", all'adozione di misure di carattere normativo, programmatico e finanziario per intervenire nei settori a maggiori emissioni e all'individuazione di future strategie nazionali nei settori critici per garantire una migliore qualità dell'aria.

Ad ottobre 2019 è stata pubblicata la norma UNI 11761:2019 "Emissioni e qualità dell'aria – Determinazione degli odori tramite IOMS (Instrumental Odour Monitoring Systems). La norma specifica i requisiti tecnici e di gestione di sistemi automatici per il monitoraggio degli odori (IOMS, Instrumental Odour Monitoring System) per la misurazione periodica degli odori in aria ambiente, alle emissioni e indoor. L'importanza della tematica delle emissioni odorigene è confermata negli investimenti dei siti Eni

che sviluppano i nuovi sistemi di monitoraggio e completano le specifiche prescrizioni AIA sul tema.

La Regione Puglia ha approvato con la Deliberazione della Giunta Regionale 2 maggio 2019, n. 805 il Protocollo Operativo per la gestione delle segnalazioni di disturbo olfattivo derivante dalle attività antropiche.

Il 17 gennaio è entrato in vigore il Decreto Legislativo 5 dicembre 2019, n. 163 che reca la disciplina sanzionatoria per la violazione degli obblighi, di cui al Regolamento (UE) n. 517/2014, e dei relativi regolamenti di esecuzione della Commissione Europea, attuati con Decreto del Presidente della Repubblica 16 novembre 2018, n. 146. A tal proposito si segnala che le BU stanno adeguando i propri sistemi di gestione e alcune si sono già dotate di OPI (istruzioni operative) per gestione e controllo degli impianti e delle attrezzature contenenti sostanze lesive dell'ozono e gas fluorurati ad effetto serra.

Il Parlamento Europeo ha chiesto di estendere l'applicazione della Direttiva 2004/35/CE sul danno ambientale anche all'aria, alla fauna e alla flora (attualmente l'Italia non ha applicato la definizione estesa del danno). La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni, sia di tipo amministrativo sia penale, fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Il 14 luglio 2015 con il D.Lgs. n. 105 è stata data attuazione alla Direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei gestori dei siti ad incidente rilevante; i gestori degli impianti Eni impattati hanno già predisposto quanto necessario per garantire la compliance al decreto.

Per quanto riguarda le installazioni offshore, l'analoga normativa è stata emanata con il D.Lgs. n. 145/2015, che dà attuazione alla Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, disponendo i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi e limitarne le conseguenze.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato. La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'adeguamento a queste norme ha comportato un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE sviluppato su tre livelli di linea (il primo, la cui responsabilità è del sito; il secondo, che è svolto dalle Unità di Business; il terzo che resta in capo all'organizzazione centrale di Eni) che garantisce la progressiva indipendenza dei controlli e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo e della sicurezza di processo; e (v) audit/assessment per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti o assessment su specifiche parti di impianto). Nel settore della sicurezza di processo Eni ha sviluppato ed implementato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali. La nuova Norma ISO 45001 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite innanzitutto a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi livelli sono: la gravità dell'evento, in termini di danno a persone, ambiente e asset; l'impatto reale o potenziale sugli stakeholders e sulla reputazione di Eni; la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.

Eni è impegnata quotidianamente nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che effrattivi,

sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

Anche nel downstream Italia si sono registrate effrazioni sulla rete (picco massimo nel 2015), progressivamente contrastate attraverso l'installazione del dispositivo proprietario e-VPMS (Eni vibroacoustic pipeline monitoring system). Il sistema permette il monitoraggio da remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, favorire la tempestività e la qualità degli interventi di riparazione, di contenimento e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni").

È prevista inoltre l'installazione su due oleodotti pilota dell'upgrade del sistema e-VPMS alla versione e-VPMS-TPI (Third Party Intrusion) atto a rilevare le attività sospette in prossimità della condotta (scavi, veicoli, ecc.) prima della effrazione vera e propria della condotta. Dopo un periodo adeguatamente lungo di prova e di tuning dei due piloti si potrà capire se l'analisi costi/benefici è favorevole all'estensione dell'upgrade a tutti gli oleodotti di prodotti finiti.

Andrà posta attenzione preventiva all'eventuale evoluzione del fenomeno effrattivo anche in Egitto (Agiba) facendo riferimento alle esperienze acquisite in Italia e in Nigeria.

La Società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche), IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety), BEC Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) e di esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed esondazioni, tra cui progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks") al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,2 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1,25 miliardi per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping

e nel caso di noleggio di time charter e di \$1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

A seguito dell'incidente di Macondo, verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti prevedono un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori; l'industria ha istituito il centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. La Direttiva Europea 2013/30/UE detta i principi generali di gestione del rischio nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi al fine di prevenire incidenti gravi e viene enfatizzata, ai fini del rilascio o trasferimento di una licenza per operazioni in mare, la necessità di avere capacità tecniche, finanziarie ed economiche per l'avvio e prosieguo di tutte le misure necessarie per una risposta efficace alle emergenze e alle spese di clean-up e di compensazione.

Eni ha partecipato attivamente ai Joint Industry Project, promossi da OGP e IPIECA, in collaborazione con altre oil companies e continua nei gruppi lavoro e nelle relative iniziative globali (rinnovato impegno in Oil Spill Working Group e GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative). Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events), realizzato un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, sviluppato una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento. A dicembre 2019 è entrata in vigore la Direttiva (UE) 2019/1937 del 23 ottobre 2019, la prima direttiva europea per la protezione dei whistleblower, coloro che segnalano agli organismi di controllo interno e/o alle autorità pubbliche esterne (forze dell'ordine, magistratura, autorità di controllo) gli illeciti di cui sono venuti a conoscenza e che sono avvenuti nella pubblica amministrazione o nell'azienda in cui lavorano. Entro i due anni gli Stati membri devono recepire le nuove regole europee negli ordinamenti giuridici nazionali.

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 dell'11 febbraio 2019, è diventata efficace una normativa relativa al settore minerario che prevede l'approvazione entro diciotto mesi (quindi entro agosto 2020) 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 due anni dalla data di entrata in vigore della legge (quindi entro febbraio 2021), 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 u.s. 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 33 concessioni di coltivazione sono attualmente in regime di "prorogatio".

Per quanto riguarda la valutazione delle riserve certe d'idrocarburi in Italia, la normativa prevede che le aree idonee allo svolgimento dell'attività mineraria devono essere 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

I fondamentali del settore gas si sono progressivamente deteriorati nel corso del 2019 determinando un vero e proprio crollo dei prezzi in tutte le geografie (Henry Hub -19%, prezzi spot Europa quotazioni TTF -42%; PSV Italia -34%), rafforzando il trend ribassista osservato già dal quarto trimestre 2018. Le cause sono state la significativa contrazione delle importazioni di GNL da parte dei principali Paesi asiatici, in particolare Cina, Corea del Sud e Giappone per effetto del rallentamento economico e della ripresa del nucleare, in concomitanza con lo start-up di mega progetti GNL, temperature mondiali miti, l'eccesso di produzione dovuta in particolare all'aumento a livelli record dei volumi di gas associato in USA e il livello delle scorte globali ai massimi storici. La situazione in Europa, nonostante una certa vitalità della domanda sostenuta dalla ritrovata competitività del gas nella produzione di energia elettrica e da maggiori consumi estivi, è stata influenzata dall'eccesso di offerta alimentato dai crescenti volumi di LNG che sono stati dirottati verso il continente in assenza di sbocco in Asia. L'aumento dell'offerta globale di LNG ha incrementato il livello di liquidità e l'interconnessione tra i mercati regionali del gas, riducendo le opportunità di arbitraggio. La flessione dei prezzi del gas ha penalizzato – come descritto in precedenza – i risultati dell'upstream, mentre il settore Gas & Power ha registrato il netto calo dell'EBIT nel business della commercializzazioni di GNL i cui effetti sono stati attenuati dalla migliore tenuta del business wholesale gas che ha beneficiato della volatilità degli spread tra i diversi mercati spot continentali in funzione delle flessibilità del portafoglio. Il management prevede il progressivo assorbimento dell'oversupply e una modesta ripresa dei prezzi spot del gas in Europa, alla quale potrebbe far seguito una nuova fase di oversupply in funzione dei progetti GNL sanzionati nel corso del 2019 per un totale di circa 60 milioni di tonnellate/anno previsti in marcia dal 2024-2025 ed ulteriori FID per 40-60 MTPA sono previste nel 2020. 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 alimenta-

no 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 avanzare claim in relazione alla 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

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine.

L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020.

Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. DL Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17 posticipando al 1° gennaio 2022 la data della fine della tutela di prezzo stabilita dall'Autorità. Il DL prevede l'adozione entro marzo 2020 di un Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) che stabilisca le modalità e i criteri dell'ingresso consapevole dei clienti nel mercato libero, tenendo conto della necessità di incrementare la concorrenza, e garantendo la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato. Un ulteriore decreto MISE da adottare entro marzo 2020 stabilirà criteri, modalità, requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione degli operatori nell'Elenco venditori da pubblicare sul sito del Ministero con aggiornamento mensile.

Il DL è attualmente in corso di conversione in Legge (entro fine febbraio 2020) e le previsioni in esso contenute potrebbero quindi subire modifiche.

In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli

operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione LNG, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, si è appena completato un processo di revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori per il prossimo periodo di regolazione (2020-2023), con effetti complessivamente positivi, mentre ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business. Nei prossimi anni, inoltre, la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti che si renderanno necessari con l'evoluzione delle normative europee in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico e, quindi, di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati e di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas.

Per quanto riguarda il settore elettrico, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale per il 2022 e il 2023 e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare Enipower nel sito di Ravenna. Permane il rischio che le aste possano essere annullate per effetto dei ricorsi presentati da alcuni operatori e, per gli impianti esistenti, vi è incertezza sull'eventualità che si tengano delle aste per gli anni successivi al 2023.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (introduzione di prezzi negativi, riforma del Mercato Infragiornaliero, riforma dei meccanismi di determinazione dei prezzi di sbilanciamento, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete).

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 ri-

schì per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali 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.

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 poichè:

- 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

Per le principali evoluzioni di business ed economico-finanziarie si rinvia al capitolo Strategia.

Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi del D.Lgs. 254/2016

Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2019 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)¹ ed è articolata secondo le tre leve del proprio modello di business integrato (Neutralità carbonica nel lungo termine, Modello per l'eccellenza operativa e Alleanze per la promozione dello sviluppo locale) il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder.

In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario e divulgativo che ha l'obiettivo di approfondire ulteriormente l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2019 di Eni for includerà l'allegato "Neutralità carbonica nel lungo termine".

La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione con l'obiettivo di rendere la Relazione Finanziaria Annuale il documento di riferimento per soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non.

Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata sulle tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione o alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari, qualora le informazioni siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti:

- il modello di business e la Governance di Eni, pagine 4; 24-29;
- la gestione dei rischi nei capitoli pagine 20-23: (i) "Risk Management Integrato" che descrive il modello di Risk Management Integrato (RMI) di Eni – che considera anche le tematiche di sostenibilità – le principali attività svolte nel 2019 nonché i Top Risk di Eni e le principali azioni di mitigazione; (ii) "Fattori di rischio e incertezza" in cui sono dettagliati i

principali rischi del Gruppo, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana.

All'interno della DNF sono invece dettagliate:

- le politiche aziendali nel paragrafo "Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016", in cui si presenta il sistema normativo composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo e da strumenti che definiscono le modalità operative;
- i "Modelli di gestione e organizzazione di Eni" per i seguenti temi: ambiente, clima, persone, salute e sicurezza, diritti umani, fornitori, trasparenza e lotta alla corruzione, comunità locali, innovazione e digitalizzazione;
- la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno nonché le principali performance con relativi commenti;
- la gestione dei rischi, legati agli ambiti previsti dal Decreto, che non sono trattati all'interno della Relazione sulla Gestione, ovvero quei rischi che, seppur mappati e monitorati nell'ambito del Risk Management Integrato di Eni, non sono valutati come top risk.

I contenuti del capitolo "Neutralità carbonica nel lungo termine" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più chiara ed approfondita su tali tematiche. Infine è stato incluso nei vari capitoli il riferimento ai principali Sustainable Development Goal (SDG) delle Nazioni Unite, obiettivi che costituiscono un riferimento importante per la comunità internazionale e per Eni nella conduzione delle proprie attività in Italia e all'estero².

Di seguito una tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal Decreto e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione o della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari.

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF	TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E NELLA RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ASSETTI PROPRIETARI
MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE Art. 3.1, comma a)	• Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Neutralità carbonica nel lungo termine, pagg. 121-125 • Modello per l'eccellenza operativa, pagg. 126-137 • Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 137-138 • Temi materiali di sostenibilità, pag. 139	RFA • Modello di business, pag. 4 • Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 • Attività di stakeholder engagement, pagg. 14-15 • Strategia, pagg. 16-19 • Governance, pagg. 24-29
POLITICHE Art. 3.1, comma b)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119	RCG ► Il Sistema Normativo di Eni, pagg. 91-104
MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI Art. 3.1, comma c)	• Neutralità carbonica nel lungo termine, pagg. 121-125 • Persone, pagg. 126-128 • Sicurezza, pag. 129 • Rispetto per l'ambiente, pagg. 130-132 • Diritti Umani, pagg. 133-134 • Trasparenza e lotta alla corruzione, pagg. 136-137	RFA • Il Modello di Risk Management Integrato, pag. 20 • Il processo di Risk Management Integrato, pag. 21 • Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento, pagg. 22-23 • Fattori di rischio e incertezza, pagg. 96-114

[1] Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e Criteri di Reporting".

[2] L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 SDG che rappresentano obiettivi comuni di sviluppo sostenibile sulle complesse sfide sociali attuali.

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016		PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF		TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E NELLA RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ASSETTI PROPRIETARI		
 NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE	 CAMBIAMENTO CLIMATICO Art. 3.2, comma a) Art. 3.2, comma b)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Neutralità carbonica nel lungo termine (governance, risk management, strategia e obiettivi), pagg. 121-125	RFA ● Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 ● Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 105-111; Rischio climate change, pagg. 101-103 ● Strategia, pagg. 16-19			
				RCG ▶ Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 8-10		
 MODELLO PER L'ECCCELLENZA OPERATIVA	 PERSONE Art. 3.2, comma d) Art. 3.2, comma c)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Persone (occupazione, diversità e inclusione, formazione, relazioni industriali, welfare, salute), pagg. 126-128 • Sicurezza, pag. 129	RFA ● Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 ● Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 104-105; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 105-111 ● Governance, pagg. 24-29 (La Politica di Remunerazione, pag. 28)			
	 RISPETTO PER L'AMBIENTE Art. 3.2, comma a) Art. 3.2, comma b) Art. 3.2, comma c)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Rispetto per l'ambiente (economia circolare, acqua, oil spill, rifiuti, biodiversità), pagg. 130-132	RFA ● Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 ● Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 104-105; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 105-111			
	 DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Diritti umani (gestione dei rischi, security, formazione, segnalazioni), pagg. 133-134	RFA ● Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5	RCG ▶ Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 8-10		
	 FORNITORI Art. 3.1, comma c)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Fornitori (gestione dei rischi), pag. 135	RFA ● Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5			
	 TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE Art. 3.2, comma f)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modello di gestione e organizzazione, pag. 120 • Trasparenza e lotta alla corruzione, pagg. 136-137	RFA ● Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 ● Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 113-114 ● Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, pag. 29			
			RCG ▶ Principi e valori. Il Codice Etico, pag. 7; Compliance Program Anti-Corruzione, pagg. 106-108			
 ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE	 COMUNITÀ LOCALI Art. 3.2, comma d)	• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 118-119 • Modelli di gestione e organizzazione, pag. 120 • Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 137-138	RFA ● Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5 ● Risk Management Integrato, pagg. 20-23; Rischio Paese, pagg. 99-101; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 104-105			

La nuova mission

La nuova mission di Eni – approvata dal Consiglio di Amministrazione a settembre 2019 – mostra il percorso che la Società sta intraprendendo per affrontare la sfida principale del settore energetico: garantire a tutti l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile, riducendo al tempo stesso le emissioni climateranti, al fine di contrastare il cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Questa mission completa e rafforza la precedente confermando l'impegno di Eni per una transizione energetica che sia anche socialmente equa e integrando organicamente i 17 SDG a cui Eni intende contribuire, cogliendo nuove opportunità di business.

Questo è possibile grazie alle persone di Eni, alla passione e alla spinta dell'azienda verso l'innovazione continua, alla valorizzazione della diversità come leva di sviluppo, al rispetto e alla promozione dei diritti umani, all'integrità nella gestione del business e alla tutela dell'ambiente.

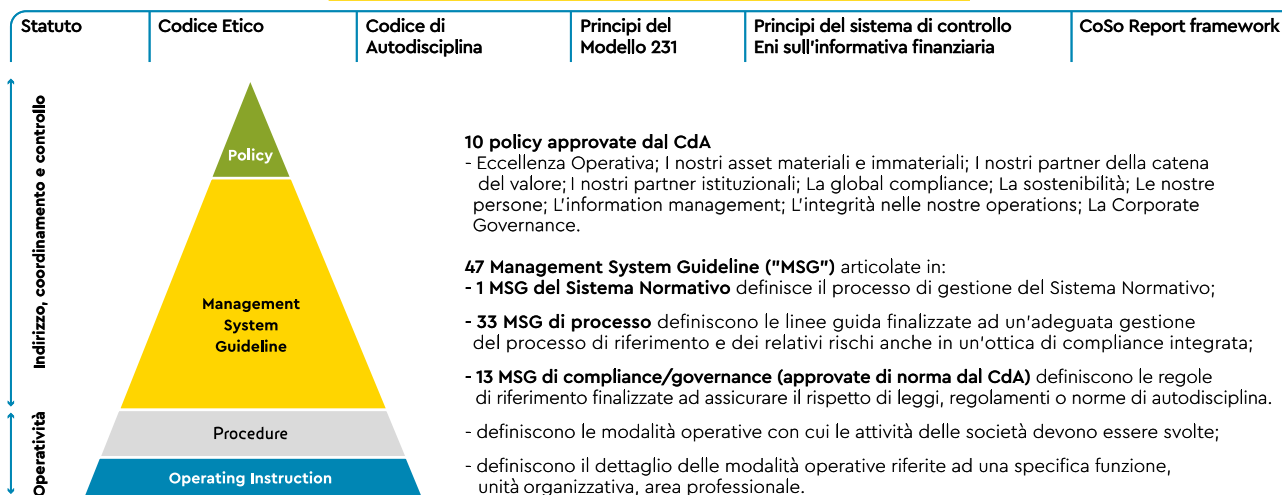
Inoltre, è necessario considerare che il raggiungimento degli SDG richiede una collaborazione senza precedenti tra il settore pubblico e privato. Da qui l'impegno di Eni nella definizione e costruzione di alleanze (Partenariato Pubblico Privato) con partner impegnati sul territorio e riconosciuti a livello internazionale.

Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016

Al fine di consentire la concreta attuazione di quanto enunciato nella mission e per garantire integrità, trasparenza, correttezza ed efficacia ai propri processi, Eni adotta regole per lo svolgimento delle attività aziendali e l'esercizio dei poteri, assicurando il rispetto dei principi generali di tracciabilità e segregazione.

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico, sul Codice di Autodisciplina, sui principi del Modello 231, sui principi SOA³ e sul CoSO Report⁴.

QUADRO DI RIFERIMENTO GENERALE DEL SISTEMA NORMATIVO



Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

- le **Policy**, approvate dal Consiglio, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy sono trasversali ai processi e ciascuna è focalizzata su un elemento chiave della gestione d'impresa; si applicano a Eni SpA e, previo processo di recepimento, a tutte le società controllate di Eni;
- le **Management System Guideline** ("MSG") rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance/governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate,

che ne assicurano il recepimento, salvo il caso in cui sia sottoposta un'esigenza di deroga;

- le **Procedure** definiscono modalità operative con cui le attività delle singole società o aree funzionali devono essere svolte;
- le **Operating Instruction** rappresentano un ulteriore livello di dettaglio operativo riferito a una specifica funzione, unità organizzativa o area professionale.

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

Nella tabella successiva, oltre alle Policy, sono considerati anche altri strumenti normativi Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA.

[3] Sarbanes-Oxley Act, legge statunitense del 2002.

[4] Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)" nel maggio 2013.

**NEUTRALITÀ CARBONICA
NEL LUNGO TERMINE****CAMBIAMENTO
CLIMATICO****OBIETTIVO**

Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", Posizione di Eni sulle biomasse, Eni's responsible engagement on climate change, in business associations

PRINCIPI:

- ridurre le emissioni di gas serra migliorando l'efficienza degli impianti e aumentando l'utilizzo di combustibili a minor contenuto di carbonio
- sviluppare e implementare nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni climalteranti e la produzione più efficiente di energia
- sviluppare meccanismi flessibili e strumenti per ridurre la deforestazione
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura
- assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni con la strategia Eni relativa ai cambiamenti climatici e alla transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder

**MODELLO PER
L'ECCCELLENZA OPERATIVA****PERSONE, SALUTE
E SICUREZZA****OBIETTIVO**

Valorizzare le persone Eni e tutelarne la salute e la sicurezza

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "Le nostre persone", "L'integrità nelle nostre operations", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

PRINCIPI:

- rispettare la dignità di ciascuno, valorizzando le diversità culturali, etniche, di genere, di età, di orientamento sessuale e le diverse abilità
- fornire ai responsabili gli strumenti e il supporto per la gestione e lo sviluppo dei propri collaboratori
- identificare le conoscenze utili alla crescita aziendale e promuoverne la valorizzazione, lo sviluppo e la condivisione
- adottare sistemi di remunerazione equi che consentano di motivare e trattenere le persone con le competenze più adeguate alle esigenze del business
- condurre le attività in conformità ad accordi e normative in materia di tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo

**MODELLO PER
L'ECCCELLENZA OPERATIVA****RISPETTO PER
L'AMBIENTE****OBIETTIVO**

Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", "L'integrità nelle nostre operations", "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici", "Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO", "Orientamento Eni verso Green Sourcing"

PRINCIPI:

- considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO e altre aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione (approccio "risk based")
- assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali e sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- promuovere principi di Green Sourcing
- ottimizzare il controllo e la riduzione delle emissioni in aria, acqua e suolo

**MODELLO PER
L'ECCCELLENZA OPERATIVA****DIRITTI
UMANI****OBIETTIVO**

Tutelare i diritti umani

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "L'integrità nelle nostre operations", Codice Etico, Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani, "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"

PRINCIPI:

- rispettare i diritti umani e promuoverne il rispetto verso i dipendenti, i partner e gli stakeholder, anche attraverso attività di formazione e sensibilizzazione
- garantire un ambiente di lavoro sicuro e salubre e condizioni di lavoro in linea con gli standard internazionali
- considerare i diritti umani sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei progetti e rispettare i diritti peculiari delle popolazioni indigene e dei gruppi vulnerabili
- selezionare partner che rispettino il Codice Etico e che si impegnino nella prevenzione o mitigazione degli impatti sui diritti umani
- minimizzare la necessità di intervento delle forze di sicurezza pubblica e privata per la tutela delle persone e degli asset

**MODELLO PER
L'ECCCELLENZA OPERATIVA****TRASPARENZA E LOTTA
ALLA CORRUZIONE****OBIETTIVO**

Contrastare la corruzione attiva e passiva

DOCUMENTI PUBBLICI

Management System Guideline "Anti-corruzione", Policy "I nostri partner della catena del valore", Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy)

PRINCIPI:

- svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi
- proibire la corruzione senza alcuna eccezione
- vietare di offrire, promettere, dare, pagare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura ad un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione attiva)
- vietare di accettare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura da un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione passiva)
- far rispettare a tutto il personale Eni e ai propri partner le normative in tema anti-corruzione

**ALLEANZE PER LA
PROMOZIONE
DELO SVILUPPO LOCALE****COMUNITÀ
LOCALI****OBIETTIVO**

Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire al loro sviluppo

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

PRINCIPI:

- creare opportunità di crescita e valorizzare le capacità delle persone e delle imprese nei territori in cui Eni opera
- coinvolgere le comunità locali al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo, anche con riferimento ai diritti umani
- identificare e valutare gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle attività di Eni, inclusi quelli sulle popolazioni indigene
- promuovere una consultazione preventiva, libera e informata, con le comunità locali
- cooperare alla realizzazione di iniziative volte a garantire uno sviluppo locale autonomo, duraturo e sostenibile

DIMENSIONE

MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

NEUTRALITÀ
CARBONICA
NEL LUNGO TERMINE

CAMBIAMENTO
CLIMATICO

- **Comitato Valutazione Piani Medio e Lungo Termine**, presieduto dall'Amministratore Delegato, che ha sviluppato un Piano di Medio-Lungo termine per la sostenibilità del business al 2050
- **Direzione Energy Solutions**: sviluppo del business della produzione di energia da fonti rinnovabili
- **Programma Ricerca e Sviluppo Energy Transition**: mira a sviluppare tecnologie in grado di promuovere in tempi rapidi la diffusione dell'utilizzo del gas naturale decarbonizzando la filiera
- **Funzione organizzativa centrale** dedicata che sovrintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico
- **Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001**, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti Mid-Downstream e in fase di estensione a tutta Eni.

MODELLO PER
L'ECCCELLENZA OPERATIVA



PERSONE

- **Processo di gestione e pianificazione occupazionale** funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali
- **Strumenti per la gestione e sviluppo delle risorse** per coinvolgimento e crescita professionale, scambio di esperienze inter-generazionali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e di sviluppo professionale nelle aree tecniche core e valorizzazione delle diversità
- **Gruppo di lavoro** per la definizione degli impatti della **Digital Transformation** sui Ruoli/Competenze. Sviluppo di Strumenti Innovativi a supporto dei processi di Gestione HR
- **Sistema di gestione della qualità della formazione** aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015
- **Sistema di knowledge management** per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali
- **Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale**: modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire la motivazione e il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO^(a) e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business
- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali
- **Sistema di welfare** per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi al dipendente e familiari



SICUREZZA

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e **sicurezza** dei lavoratori con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative
- **Sistema di gestione della sicurezza di processo** con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset)
- **Preparazione e risposta alle emergenze** con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente
- **Sistema di gestione della sicurezza di prodotto** per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscela al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita

RISPETTO PER
L'AMBIENTE

- **Sistema di gestione integrato ambiente**, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 per la gestione ambientale
- **Applicazione processo ESHIA** (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti
- **Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze su specifiche tematiche ambientali ed energetiche**
- **Green Sourcing**: modello di individuazione di logiche di analisi e requisiti tecnici per la selezione di prodotti e fornitori con migliori performance ambientali
- **Analisi di circolarità sito-specifiche**: mappatura di elementi di circolarità già presenti e individuazione di possibili interventi di miglioramento a livello di sito
- **Gruppo di Lavoro Biomasse**: attuazione degli impegni dichiarati nella Posizione Eni su biomasse e olio di palma



DIRITTI UMANI

- **Processo di gestione sui Diritti Umani** integrato in una Management System Guideline
- **Attività inter-funzionali su Business e Diritti Umani** per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali
- **Applicazione processo ESHIA** nei progetti, integrato con l'analisi degli impatti sui diritti umani
- **Analisi specifiche** degli impatti sui diritti umani, denominate **HRIA (Human Rights Impact Assessment)**
- **Sistema di gestione della security** finalizzato a garantire la tutela delle persone in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità

TRASPARENZA
E LOTTA ALLA
CORRUZIONE

- **Modello 231**: definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori)
- **Compliance Program Anti-Corruzione**: sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione
- **Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione**: certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016
- **Struttura organizzativa "Anti-Corruption Compliance"** collocata nella direzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD



FORNITORI

- **Processo di Procurement** volto a verificare, mediante attività di qualifica, selezione, gestione e monitoraggio dei fornitori, il possesso dei requisiti Eni su affidabilità, etica ed onorabilità, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani anche attraverso assessment condotti sulla base di parametri di valutazione ispirati al Social Accountability Standard (SA8000)

ALLEANZE PER LA
PROMOZIONE
DELLO SVILUPPO LOCALE

COMUNITÀ
LOCALI

- **Referente di sostenibilità a livello locale**, che si interfaccia con la sede centrale per definire i **programmi di sviluppo per le comunità locali** in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business
- **Applicazione processo ESHIA** in tutti i progetti di business
- **Piattaforma Stakeholder Management System** finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder, anche locali e dei grievance
- **Sistema di rilevazione, mitigazione e monitoraggio dei rischi** legati ai rapporti con gli stakeholder locali
- **Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business** e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework)

INNOVAZIONE E
DIGITALIZZAZIONE

- **Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata** per meglio condividere e valorizzare il know-how
- **Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica** secondo le best practice della R&S (pianificazione e controllo per fasi che seguono la maturità della tecnologia)
- **Continuo aggiornamento delle procedure** relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali attinenti alla R&S

[a] International Labour Organization.



NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE



Eni, consapevole delle evidenze scientifiche sui cambiamenti climatici dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), intende giocare un ruolo di leadership nel processo di transizione energetica sostenendo gli obiettivi contenuti nell'Accordo di Parigi. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso l'implementazione delle raccomandazioni della **Task Force on Climate Related Financial Disclosure** (TCFD).

Leadership nella disclosure – Eni è stata l'unica società O&G coinvolta fin dall'inizio dei lavori nella **Task Force on Climate Related Financial Disclosure** (TCFD) del Financial Stability Board ed ha contribuito a sviluppare le raccomandazioni volontarie per la rendicontazione delle aziende in tema di climate change. La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2019, **azienda leader** con una valutazione A- nel programma Climate Change del CDP (ex Carbon Disclosure Project, organizzazione riconosciuta a livello internazionale tra le istituzioni di riferimento nella valutazione della performance e della strategia sul clima delle imprese quotate). Il punteggio ottenuto da Eni è stato eguagliato solo da poche altre compagnie del settore Oil & Gas e risulta largamente superiore alla media globale attestata sullo score C, in una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo). A ulteriore testimonianza dell'impegno e della qualità nella trasparenza, la disclosure sul clima di Eni presente nella DNF all'interno della Relazione Finanziaria Annuale 2018 è stata citata come good

practice con riferimento a governance, risk management e metrics and targets nel TCFD Good Practice Handbook realizzato da SASB (Sustainability Accounting Standards Board) e CDSB (Climate Disclosure Standards Board).

Impegno nelle partnership – Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, l'AD di Eni siede nello Steering Committee della **"Oil and Gas Climate Initiative"** (OGCI). Costituita nel 2014 da 5 società O&G, tra cui Eni, OGCI conta oggi tredici società che rappresentano più di un terzo della produzione globale di idrocarburi e forniscono circa il 20% della domanda globale di energia. Nel 2019 OGCI ha reso noti i progressi sull'obiettivo di riduzione dell'intensità di metano annunciato nel 2018 (target collettivo per ridurre l'intensità delle emissioni di metano sulle attività Upstream portandola da 0,32%, valore del 2017, a 0,25% entro il 2025), con una riduzione collettiva pari al 9% nel 2018. Inoltre è proseguito l'impegno nell'investimento congiunto di 1 miliardo di dollari in 10 anni, finalizzato allo sviluppo di tecnologie capaci di ridurre le emissioni GHG dell'intera filiera energetica su scala globale e nel 2019 è stata lanciata l'iniziativa CCUS KickStarter per promuovere la commercializzazione su larga scala e a livello mondiale della tecnologia CCUS (Cattura, Uso e Stoccaggio della CO₂).

L'informativa sulla neutralità carbonica nel lungo termine è strutturata secondo le quattro aree tematiche oggetto di raccomandazione della TCFD: governance, risk management, strategia e metriche e obiettivi. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa si rimanda al report Eni for 2019 – Neutralità carbonica nel lungo termine⁵.

RACCOMANDAZIONI TCFD		RFA 2019	REPORT DI SOSTENIBILITÀ 2019
		Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario	Addendum Eni for - Neutralità carbonica nel lungo termine
GOVERNANCE			
Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.	a) Sorveglianza da parte del CdA b) Ruolo della direzione	✓ Elementi chiave	✓ ✓
STRATEGIA			
Rappresentare gli impatti attuali e potenziali dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico sui business, sulla strategia e sulla pianificazione finanziaria laddove l'informazione è materiale.	a) Rischi e opportunità legati al clima b) Incidenza dei rischi e delle opportunità legati al clima c) Resilienza della strategia	✓ Elementi chiave	✓ ✓ ✓
RISK MANAGEMENT			
Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.	a) Processi di individuazione e valutazione b) Processi di gestione c) Integrazione nella gestione complessiva dei rischi	✓ Elementi chiave	✓ ✓ ✓
METRICHE & TARGET			
Rappresentare le metriche e i target utilizzati per valutare e gestire i rischi e le opportunità connesse al cambiamento climatico laddove l'informazione è materiale.	a) Metriche utilizzate b) Emissioni GHG c) Target	✓ Elementi chiave	✓ ✓ ✓

[5] Tale report sarà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti.

GOVERNANCE

Ruolo del CdA – La strategia di decarbonizzazione di Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui **CdA** e **AD** hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica. A partire dal 2014 il CdA è supportato, nello svolgimento delle proprie attività, dal **Comitato Sostenibilità e Scenari** (CSS) con cui approfondisce, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine. Nel corso del 2019 il CSS ha approfondito in tutte le sedute aspetti relativi al cambiamento climatico, tra cui strategia di decarbonizzazione, scenari energetici, energie rinnovabili, ricerca e sviluppo a supporto della transizione energetica, partnership sul clima e tematiche relative alla risorsa idrica e alla biodiversità⁶. Dalla seconda metà del 2017, il CdA e l'AD si avvalgono inoltre di un **Advisory Board** composto da esperti internazionali, con il compito di analizzare i principali trend geopolitici, tecnologici ed economici, incluse le tematiche relative al processo di decarbonizzazione⁷. Dal 2018 Eni ha assicurato il proprio contributo all'iniziativa "Climate Governance"⁸ del World Economic Forum (WEF) con il coinvolgimento anche del CdA di Eni, e nel corso del 2019 ha partecipato anche ad ulteriori iniziative avviate nell'ambito del WEF, in particolare per definire un modello di valutazione dei processi di governance adottati dalle società per la gestione di rischi ed opportunità collegati ai cambiamenti climatici. A partire dal 2019, il CdA esamina ed approva il Piano di medio-lungo termine di Eni, finalizzato a garantire la sostenibilità del portafoglio dei business in un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico Quadriennale.

L'esposizione economico finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit del settore E&P ed elaborato con l'introduzione di una carbon tax valorizzata allo IEA⁹ Sustainable Development Scenario SDS (cfr. pagine 101-103, par. "Rischio Climate Change"). Infine il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

Ruolo del management. Nel 2019 è stato istituito il Comitato Valutazione Piani Medio e Lungo Termine presieduto dall'AD con l'obiettivo di supportare lo sviluppo organico e sostenibile del business di Eni individuando le direttrici strategiche e operative e indirizzando le azioni per assicurare il raggiungimento dei target connessi alla decarbonizzazione.

L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette anche nei Piani di Incentivazione Variabile destinati all'AD e al management aziendale. In particolare il nuovo Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022 supporta l'attuazione del Piano Strategico introducendo nuovi parametri connessi agli obiettivi di decarbonizzazione, transizione energetica ed economia circolare, in coerenza con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il peso complessivo di tali obiettivi è pari al 35% sia per l'AD sia per tutto il management Eni destinatario del Piano. Il Piano

di Incentivazione di Breve Termine con differimento, in continuità con gli scorsi anni, include l'obiettivo di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG upstream operate in coerenza con il target definito al 2025. Tale obiettivo è assegnato all'AD con un peso del 12,5% e a tutto il management aziendale secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite.

RISK MANAGEMENT

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, anche di medio e lungo termine, attuata con una visione integrata, complessiva e prospettica.

Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio lungo termine.

Il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano Strategico di Eni (es. definizione di obiettivi di de-risking e azioni strategiche di trattamento), e prosegue con il sostegno all'attuazione dei suddetti piani attraverso periodici cicli di risk assessment e monitoraggio.

I rischi sono:

- valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio;
- rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza.

In ottica di miglioramento dell'efficacia ed efficienza del processo e della qualità del dato, nel corso del 2019: (i) sono state rafforzate le metodologie di risk assessment con l'introduzione di nuovi strumenti per la valutazione di efficacia delle mitigazioni e degli impatti economico-finanziari; (ii) è stata completata l'implementazione del modello dell'Integrated Country Risk (ICR) volto all'analisi integrata dei rischi esistenti nei Paesi di presenza o di potenziale interesse; (iii) è stato realizzato un progetto pilota di digitalizzazione dell'ICR, che sarà esteso ai principali Paesi di presenza upstream nel corso del 2020.

Il rischio climate change è identificato come uno dei top risk strategici di Eni ed è analizzato, valutato e monitorato dall'AD nell'ambito dei processi RMI.

Principali rischi e opportunità

I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando aspetti relativi sia alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia a fenomeni fisici. L'analisi è svolta con un approccio integrato e trasversale che coinvolge funzioni specialistiche e linee di business, includendo valutazioni di rischi e opportunità correlati. Di seguito si riportano le principali risultanze.

Scenario di mercato. Nello scenario Sustainable Development Scenario (SDS)¹⁰ della International Energy Agency (IEA), preso a riferimento per valutare i rischi della transizione energetica, il ruolo delle fonti fossili è previsto rimanere centrale nel mix energetico (Oil & Gas pari al 47% del mix nel 2040), sebbene in tale scenario la domanda globale di energia al 2040 sia attesa in calo rispetto ad oggi (-7,2% vs. 2018, CAGR 2018-40 -0,3%).

[6] Per approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2019.

[7] Per approfondimenti si rinvia al capitolo "Governance" alle pagine 24-29.

[8] L'iniziativa si propone di accrescere il livello di consapevolezza dei Board sui temi climate-related, anche a seguito di quanto previsto dalle raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).

[9] International Energy Agency.

[10] World Energy Outlook (WEO) 2019.

Il gas naturale vede aumentare la sua quota nel mix (24% nel 2040 vs. 23% nel 2018) anche in corrispondenza dello scenario SDS. Si presenta, infatti, in virtù della minor intensità carbonica e delle migliori performance ambientali, come la fonte fossile con migliori prospettive future sia per l'integrazione con le fonti rinnovabili sia per la sostituzione di altre fonti a maggior impatto ambientale soprattutto nei Paesi emergenti. In futuro, inoltre, il gas naturale potrà giocare un ruolo importante anche in funzione di una produzione crescente dell'idrogeno o dell'implementazione di progetti di cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂ (CCUS). Le rinnovabili assumeranno un'importanza crescente nel percorso di decarbonizzazione, arrivando a soddisfare il 34% nel consumo primario (vs. 14% nel 2018), soprattutto grazie allo sviluppo di eolico e solare. La domanda di petrolio è prevista crescere negli altri scenari IEA (Current Policies Scenario e Stated Policies scenario) mentre nello scenario SDS si prevede un picco immediato entro i prossimi due anni a livello mondiale con successiva riduzione progressiva dei consumi in quasi tutti i Paesi (ad eccezione di India e Africa Sub-Sahariana). Ciò nonostante, anche considerando lo scenario SDS, rimane la necessità di significativi investimenti upstream per compensare il calo della produzione dai campi esistenti. Permane un'incertezza legata all'influenza che evoluzioni normative e breakthrough tecnologici potrebbero avere sullo scenario. Eni effettua una valutazione dei potenziali costi associati alle emissioni di GHG, stimandoli sulla base dello scenario SDS, come meglio rappresentato nella sezione Fattori di rischio e incertezza (pagine 96-114).

Evoluzione normativa. L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sul business. Nonostante la COP25 di Madrid si sia conclusa senza un'intesa sulla definizione delle regole dei meccanismi di mercato dell'Accordo di Parigi, un numero crescente di governi, tra cui l'UE, sta annunciando la revisione degli obiettivi al 2030 e nuovi obiettivi di zero-net emission di lungo termine, dimostrando maggiore interesse nell'affrontare sfide eccezionali nello sviluppo di potenziali soluzioni energetiche a basso contenuto di carbonio. In particolare, con la presentazione della nuova "legge europea sul clima", l'Unione Europea si è data l'obiettivo di definire la neutralità carbonica entro il 2050, in attuazione della proposta di un nuovo Green Deal europeo, presentato a dicembre 2019. Anche a fronte di questa evoluzione, Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività, come meglio rappresentato nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

Evoluzione tecnologica. La necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, la produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. Tali elementi contribuiranno a sostenere il ruolo degli idrocarburi nel mix energetico globale. D'altra parte, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili e nell'efficienza dei veicoli elettrici potrebbe avere degli impatti sulla domanda di idrocarburi e quindi sul business. La ricerca scientifica e tecnologica è dunque una delle leve su cui si basa la strategia di decarbonizzazione di Eni e gli ambiti di azione sono descritti nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

Reputazione. Campagne di sensibilizzazione da parte di ONG e altre organizzazioni ambientaliste, campagne mediatiche, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, class action di gruppi di stakeholder, sono sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. Inoltre, alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti, giudiziali e non, nei confronti delle principali compagnie Oil&Gas, tra cui società del gruppo Eni, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente sui temi del climate change e dei diritti umani che rappresentano parte integrante della propria strategia e quindi sono oggetto di comunicazione a tutti gli stakeholder. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità con iniziative sui temi di governance, dialogo con gli investitori e campagne mirate di comunicazione, adesione ad iniziative e partnership internazionali.

Nei primi mesi del 2020, accogliendo le richieste di alcuni investitori, Eni ha pubblicato una policy di Responsible Engagement sui temi climatici, in cui si è impegnata a verificare periodicamente la coerenza tra le proprie posizioni di advocacy climatica ed energetica e le posizioni delle associazioni di categoria di cui fa parte.

Rischi fisici. L'intensificarsi di fenomeni meteorologici estremi/cronici nel medio-lungo periodo potrebbe determinare danni ad impianti ed infrastrutture, con conseguente interruzione delle attività industriali ed incremento dei costi di ripristino e manutenzione. Per quanto riguarda i fenomeni estremi, come uragani o tifoni, 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 gradualisti, 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. Oltre all'impegno per assicurare l'integrità delle proprie operazioni, Eni è attiva sul tema dell'adattamento ai cambiamenti climatici anche per gli impatti sociali e ambientali, con particolare focus sulla valutazione delle principali vulnerabilità legate ai rischi fisici e sullo sviluppo di opportune linee guida per la realizzazione di azioni di adattamento nei Paesi di interesse di Eni.

STRATEGIA E OBIETTIVI

La strategia di Eni coniuga gli obiettivi di continuo sviluppo in un mercato dell'energia in forte evoluzione con una significativa riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo. L'Eni del futuro sarà ancora più sostenibile, vedrà rinforzato il suo ruolo di attore globale nel mondo dell'energia e sarà arricchita dal progressivo sviluppo di business quali le rinnovabili e l'economia circolare.

Il risultato della strategia industriale porterà alla riduzione al 2050 delle emissioni assolute nette¹¹ dell'80%, ben oltre la soglia del 70% indicata dalla IEA nello scenario SDS compatibile con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, e una riduzione dell'intensità emissiva¹² del 55%.

Per monitorare il raggiungimento di tali obiettivi, Eni ha sviluppato una rigorosa metodologia per la misurazione omnicomprensiva delle emissioni GHG. Tale metodologia include tutte le emissioni scope 1, 2 e 3,

[11] Net-absolute GHG Lifecycle emissions (Emissioni nette GHG lungo il ciclo di vita): sono tutte le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 associate alle nostre attività e prodotti, lungo la loro catena del valore, al netto dei carbon sink.

[12] Rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo il ciclo di vita dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi.

in termini assoluti e relativi, legate ai prodotti energetici venduti, siano essi derivanti da produzioni proprie o acquistati da terzi. Tale approccio distintivo supera gli attuali standard per la rilevazione delle emissioni e fornisce una visione integrale dell'impronta carbonica del Gruppo. La metodologia è stata rivista da esperti indipendenti dell'Imperial College London (per mezzo di Imperial Consultants) mentre il risultato della sua applicazione è stato verificato da RINA, società indipendente di certificazione.

Le azioni che contribuiranno al raggiungimento di tali risultati sono:

- la progressiva riduzione della produzione di idrocarburi e la crescente incidenza delle produzioni gas;
- il focus sulla commercializzazione di gas equity abbinata a progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ e la progressiva riduzione della commercializzazione di gas non equity;
- la conversione delle raffinerie europee in impianti per la produzione di idrogeno e per il riciclo di materiali scarto;
- la realizzazione di progetti di preservazione delle foreste primarie e secondarie per la compensazione delle emissioni di CO₂ per oltre 30 milioni di tonnellate annue al 2050;
- lo sviluppo di progetti per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ per oltre 10 milioni di tonnellate annue al 2050, con un primo progetto allo studio per l'hub di Ravenna in Italia, dove sarà possibile convogliare nei campi a gas ormai esauriti dell'offshore adriatico la CO₂ catturata dai limitrofi insediamenti industriali e di generazione elettrica da gas;
- il raggiungimento di una capacità di produzione di energia da rinnovabile superiore a 55 GW al 2050;
- espansione delle attività retail con l'obiettivo di conseguire un numero di oltre 20 milioni di contratti di fornitura al 2050.

Inoltre Eni ha confermato e ulteriormente esteso gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione: net-zero carbon footprint al 2030 per le emissioni scope 1 e 2 delle attività upstream e net-zero carbon footprint per le emissioni scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Lo spending complessivo previsto nel quadriennio 2020-23 per decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili è pari a circa €4,9 miliardi e include le attività di ricerca scientifica e tecnologica destinate a supportare queste tematiche.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Eni si è dotata di indicatori che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG in atmosfera, utilizzo e consumi di risorse energetiche da fonti primarie e produzione di energia da fonti rinnovabili. Con riferimento specifico agli obiettivi di decarbonizzazione di breve termine, definiti per gli asset operati e contabilizzati al 100%, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2019 e dello stato di avanzamento rispetto ai target.

Riduzione dell'indice di intensità emissiva GHG upstream del 43% entro il 2025 vs. 2014: l'indice di intensità GHG upstream, espresso come rapporto tra emissioni dirette in tonnellate di CO₂eq e produzione lorda in migliaia di barili di olio equivalenti, nel 2019 è risultato in miglioramento del 9% rispetto al 2018, registrando un valore pari a 19,58 tonCO₂eq/ mgl boe. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 27% ed è in linea con l'obiettivo al 2025. Il miglioramento dell'indice è legato all'aumento di produzione dai nuovi impianti a bassa intensità emissiva (es. Zohr in Egitto e OCTP - Offshore Cape Three Points in Ghana), al consolidamento del contributo di riduzione del flaring di processo legato ai progetti avviati

nel corso del 2018, nonché al completamento delle campagne di monitoraggio delle emissioni fugitive di metano e manutenzioni delle perdite pianificate nel 2019.

Zero gas flaring di processo entro il 2025: nel 2019 i volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo, pari a 1,2 miliardi di Sm³, si sono ridotti del 15% rispetto al 2018 e del 29% rispetto al 2014, in relazione al contributo di specifici progetti di riduzione del flaring (Libia, Nigeria, Turkmenistan) e del calo di produzione che ha interessato alcuni campi con flaring di gas associato nel corso del 2019. Nel 2019 Eni ha investito €31 milioni in progetti di flaring down, in particolare in Libia ed in Nigeria.

Riduzione delle fugitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014: nel 2019 le emissioni fugitive di metano upstream sono risultate pari a 21,9 ktCH₄, in calo del 44% rispetto al 2018, grazie alle campagne di monitoraggio e manutenzione (Leak Detection And Repair - LDAR) effettuate negli asset di Zohr (Egitto) e Jangkrik (Indonesia) e del miglioramento della rendicontazione su El Feel e Bouri (Libia). La riduzione conseguita ha permesso il raggiungimento con 6 anni di anticipo del target al 2025. Le campagne LDAR hanno interessato anche il settore midstream (Sergaz), dove hanno portato una riduzione del 35% rispetto al 2018.

Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 dell'indice di efficienza operativa: il target ha esteso l'impegno di riduzione GHG (scope 1 e scope 2) a tutte le aree di business. Tale obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mantenendo l'opportunità di flessibilità nei trend dei singoli business. Nel 2019 l'indice è stato pari a 31,41 tonCO₂eq/mgl boe, in riduzione del 7,4% rispetto al 2018 (33,90 tonCO₂eq/mgl boe) grazie al contributo di riduzione dal settore Upstream e al miglioramento di circa il 2% degli indici di performance di Enipower e Refining & Marketing. Pur avendo già trapiantato l'obiettivo di riduzione fissato al 2021, Eni continuerà a perseguire la strada di progressivo miglioramento nei prossimi anni. Nel 2019 Eni ha proseguito il piano di investimenti sia in progetti volti direttamente all'incremento dell'efficienza energetica negli asset (oltre €8 milioni) sia in progetti di sviluppo e revamping con significative ricadute sulla performance energetica delle attività. Gli interventi effettuati nell'anno consentiranno a regime risparmi di combustibili pari a 303 mgl tep/anno (per la maggior parte nel settore upstream), cui vanno aggiunti 25 GWh/anno di risparmi da acquisti di elettricità e vapore. Il beneficio in termini di riduzione di emissioni è pari a circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂eq.

Complessivamente, le emissioni dirette di GHG derivanti dalle attività operate da Eni sono pari, nel 2019, a 41,20 mln tonCO₂eq, in riduzione del 5% rispetto al 2018 e del 29% rispetto al 2010. La riduzione è dovuta principalmente al calo delle emissioni da combustione e processo per effetto dei progetti di efficienza energetica, e la riduzione delle emissioni fugitive e dal venting di metano (queste ultime grazie anche all'affinamento delle stime in seguito a censimento e stima di dettaglio delle sorgenti emissive). Le emissioni totali da flaring, nonostante la riduzione nei volumi di gas inviati a flaring di processo, aumentano del 3,7%, per effetto di manutenzioni straordinarie ai compressori di gas injection (in Nigeria e Congo), temporanei shut-down di impianti in Libia e incremento del flaring di emergenza in Angola (start up del campo Ago-go), oltre a interventi di depressurizzazione delle linee in Nigeria a seguito di atti di sabotaggio.

Per quanto riguarda lo sviluppo dell'energia elettrica prodotta da foto-

voltaico, nel 2019 si registra un notevole incremento della produzione rispetto all'anno precedente (66,9 GWh vs. 19,3 GWh nel 2018), mentre per i biocarburanti le quantità prodotte nel 2019 si attestano su un valore di 256 mila tonnellate, in aumento del 17% rispetto all'anno precedente. Per il 2019 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scien-

tifica e sviluppo tecnologico ammonta a €194 milioni, di cui circa 102 destinati a investimenti per il percorso di decarbonizzazione ed economia circolare. Tale investimento si riferisce alle tematiche di energy transition, bio-raffinazione, chimica verde, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	41,20	26,55	43,35	43,15
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		32,27	23,11	33,89	33,03
di cui: CO ₂ equivalente da flaring		6,49	2,83	6,26	6,83
di cui: CO ₂ equivalente da venting		1,88	0,33	2,12	2,15
di cui: CO ₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano		0,56	0,28	1,08	1,14
Indice di efficienza operativa	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe)	31,41	43,63	33,90	36,01
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)		19,58	21,32	21,44	22,75
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	394	397	402	395
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di tonnellate)	248	248	253	258
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	21,9	10,8	38,8	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm ³)	1,9	1,0	1,9	2,3
di cui: di processo		1,2	0,5	1,4	1,6
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,69	0,57	0,67	0,65
Consumo di fonti primarie	(milioni di tep)	13,6	10,0	13,0	13,0
Energia primaria acquistata da altre società		0,4	0,3	0,4	0,4
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	(GWh)	66,9	57,8	19,3	16,1
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	1,39	n.d.	1,42	1,49
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	0,17	0,17	0,17	0,16
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	112,7	112,7	112,2	109,2
Spesa in R&S	(milioni di euro)	194	194	197,2	185
di cui: relative alla decarbonizzazione		102	102	74	72
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	34	34	43	27
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		15	15	13	11
Produzione di biocarburanti*	(migliaia di tonnellate)	256	256	219	206
Capacità di bioraffinazione*	(migliaia di tonnellate/anno)	660	660	360	360

(*) Include il pro-quota della capacità di lavorazione installata della bioraffineria di Gela (720.000 ton/anno) avviata ad agosto 2019.



MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'eccellenza operativa si basa sull'impegno costante nel consolidare e sviluppare competenze in linea con le nuove esigenze del business, nel valorizzare le proprie persone in ogni am-

bito (professionale e non), salvaguardare la salute e la sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei Diritti Umani e l'attenzione alla trasparenza e alla lotta alla corruzione.



Persone

Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio che Eni ha costruito nel tempo con dedizione ed impegno e che consentirà di generare valore nel breve come nel lungo termine. Nei prossimi anni Eni proseguirà l'importante processo di trasformazione iniziato circa sei anni fa, in cui si combinano lo sviluppo di nuove direttrici strategiche¹³, dall'economia circolare alle attività connesse alla decarbonizzazione, valorizzando anche le opportunità offerte dalla Digital Transformation.

La cultura della pluralità e dello sviluppo delle persone. Eni opera in un panorama internazionale: le persone di Eni abitano il mondo e vivono a fianco delle comunità con cui lavorano e per questo il valore della pluralità è imprescindibile. La diversità è una risorsa che crea valore, da salvaguardare e valorizzare sia in azienda sia in tutte le relazioni con gli stakeholder esterni. Per tale ragione, Eni promuove lo sviluppo delle persone locali attraverso processi di selezione e sviluppo professionale e ricorre alla mobilità geografica come esperienza importante nel percorso professionale e personale, garantendo uniformità di gestione a livello globale. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla promozione di iniziative volte all'attraction dei talenti femminili a livello nazionale ed internazionale, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne in azienda. In tale ambito, Eni organizza iniziative per gli studenti delle scuole superiori di orientamento verso le materie STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics), con focus sulla gender parity (Think About Tomorrow) e partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali¹⁴ con l'obiettivo di arricchire costantemente, in un'ottica di parità di genere, i propri processi e prassi operative. Eni, inoltre, effettua un monitoraggio periodico del gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile a parità di ruolo e anzianità, che evidenzia il sostanziale allineamento delle retribuzioni. In relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua analisi statistiche sulla remunerazione del personale locale, da cui emerge che i livelli minimi di remunerazione definiti da Eni sono significativamente superiori ai livelli minimi dei mercati locali. Eni, inoltre, ha implementato percorsi di sviluppo manageriale e percorsi di eccellenza rivolti alle aree professionali core, che sostiene attraverso attività di formazione, iniziative di mobilità, job rotation e strumenti di sviluppo. In particolare, le iniziative di mobilità sono rivolte a manager e non, al fine di valorizzare al massimo le opportunità di arricchimento e crescita trasversali. A supporto di questi percorsi, Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review e il pro-

cesso di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati. Nel 2019, il 93% della popolazione target è stato coperto dal processo di valutazione di performance.

Formazione. La formazione è rivolta alle persone Eni nel mondo al fine di creare valori condivisi e una cultura comune. Considerando le competenze delle proprie persone fondamentali per l'eccellenza operativa, Eni pianifica e realizza percorsi formativi diffusi capillarmente e trasversalmente, progetti per le famiglie professionali e iniziative specialistiche per attività strategiche e ad alto contenuto tecnico; particolarmente significativa la campagna formativa volta alla diffusione della cultura dell'asset integrity, per aumentare il livello di commitment e la consapevolezza di ogni persona. Le esigenze formative sono ogni anno mappate e valutate in base alle necessità specifiche. Con riferimento allo scenario globale e al processo di digitalizzazione in corso, sono proseguite nel 2019 le iniziative volte a sviluppare, utilizzare e aggiornare le soluzioni tecnologiche più innovative nell'ambito dei processi operativi. È continuato lo sviluppo e la valorizzazione delle competenze digitali attraverso l'ampliamento e il maggior utilizzo della piattaforma interna "Digital Transformation Center". Inoltre per facilitare la formazione e l'addestramento degli operatori e delle squadre di emergenza su scenari di sicurezza, ad integrazione del training normalmente svolto in aula e dell'addestramento in campo, è stata consolidata la metodologia "Virtual Reality Training" che permette di erogare formazione attraverso sistemi di realtà virtuale immersiva sia nell'ambito dell'HSE che nell'ambito della perforazione.

Relazioni Industriali. Eni si relaziona, su base continuativa, con le organizzazioni sindacali, a livello nazionale e internazionale, per la stipula e il rinnovo degli accordi con le controparti. A livello internazionale, il modello delle relazioni sindacali si basa su tre pilastri: due di carattere europeo (il Comitato Aziendale Europeo e l'Osservatorio Europeo per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori in Eni) e uno globale, ossia il Global Framework Agreement on International Industrial Relations and Corporate Social Responsibility, rinnovato nel 2019. In riferimento al diritto internazionale del lavoro, è stata finalizzata e diffusa internamente una mappatura dello stato delle ratifiche delle principali Convenzioni ILO nei Paesi di presenza Eni come conferma dell'impegno di Eni al rispetto dei principi fondamentali in esse contenuti. Inoltre, con riguardo al principio fondamentale della freedom of association, nel 2019 è stata realizzata una verifica sulla normativa esistente nei principali Paesi di presenza per accertare che le legislazioni locali, nel tutelare tale principio, consentano la costituzione di sindacati e di rappresentanti dei lavoratori e la contrattazione



[13] Per maggiori approfondimenti sulla strategia vedere pagine 16-19; 123-124.

[14] Progetto Inspiring Girls – Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne; "Manifesto per l'occupazione femminile" di Valore D – Documento programmatico per valorizzare il talento femminile in azienda promosso da Valore D e patrocinato dalla presidenza italiana del G7 e dal Dipartimento per le Pari Opportunità della Presidenza del Consiglio dei Ministri italiana; Consorzio Elis – Sistema Scuola Impresa; WEF – World Economic Forum; ERT – European Round Table.

collettiva. Laddove la normativa locale non preveda espliciti divieti, Eni riconosce sempre le condizioni di miglior favore tra quelle stabilite da ILO e quelle della normativa locale.

Genitorialità, Welfare e Inclusione. Eni ha proseguito il percorso di sviluppo di politiche a favore della tutela della genitorialità e della famiglia per garantire una sempre maggiore attenzione all'inclusione e al supporto delle situazioni di disabilità e un potenziamento dei servizi per la conciliazione casa-lavoro. Oltre alla politica di sostegno della maternità e paternità in ambito internazionale, promossa nel 2018, con il riconoscimento di 10 giorni lavorativi retribuiti al 100%, nel 2019 è stato esteso lo smart working in Italia a tutti i lavoratori dei siti non operativi, nonché a tutti i neo-genitori, i disabili e i care-givers. Inoltre nel corso del 2019 è proseguita l'estensione a nuove sedi dei programmi di prevenzione attraverso la messa a disposizione dei dipendenti di visite specialistiche e protocolli di check up.

Salute. Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera. L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato una piattaforma operativa assicurando servizi alle proprie persone, attraverso le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, nonché iniziative di promozione della salute per le persone Eni e per le comunità presso cui opera. Nel 2019 è proseguito in tutte le società del Gruppo il programma di implementazione del sistema di gestione della salute con l'obiettivo di promuovere e mantenere la salute e il benessere delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

L'occupazione complessiva è pari a 31.321 persone di cui 21.078 in Italia (67,3% dell'occupazione) e 10.243 all'estero (32,7% dell'occupazione). Nel 2019 l'occupazione a livello mondo aumenta di 371 persone rispetto al 2018, pari al +1,2%, con un aumento in Italia (+502 dipendenti) e una riduzione all'estero (-131 dipendenti), riconducibile principalmente a nuovi assetti societari¹⁵. Complessivamente, nel 2019 sono state effettuate 2.199 assunzioni di cui 1.855 con contratti a tempo indeterminato. Di queste, il 32,3% ha riguardato il personale femminile e circa l'81% ha interessato dipendenti sotto i 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 32% ha riguardato l'area di business upstream (totale 709 di cui 547 a tempo indeterminato e 162 a tempo determinato), il 22% l'area Support Function, il 12% l'area R&MeC e il 34% le altre aree di business. Sono state altresì effettuate 1.546 risoluzioni di cui 1.198 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato¹⁶, con un'incidenza di personale femminile pari al 23,2%. Il 24,1% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2019 aveva età inferiore a 40 anni. Nel 2019, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 26,05% rispetto al 25,28% registrato nel 2018, su un totale di donne pari al 24,23% dell'occupazione complessiva. Nel 2019 la percentuale del personale femminile si attesta a: 15,6% dirigenti, 27,2% quadri, 29,8% impiegati, 2% operai. In lieve flessione, rispetto

al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione e di controllo delle società controllate che nel 2019 si attesta rispettivamente al 29% e 37%. In Italia sono state effettuate 1.300 assunzioni di cui 1.254 a tempo indeterminato (32,7% donne, con un aumento di ca. 4 punti percentuali rispetto al 2018); si registra un aumento di personale occupato nella fascia d'età più giovane (18-29) a fronte del piano inserimenti effettuato per garantire l'assetto coerente con gli obiettivi di business e di innovazione, nonché la valorizzazione delle opportunità offerte dalle nuove tecnologie. Sempre in Italia, nel 2019 si registrano 831 risoluzioni, di cui 707 a tempo indeterminato (di cui il 18,1% di donne). All'estero, nel 2019, sono state effettuate 899 assunzioni di cui 601 a tempo indeterminato (di cui il 31,4% di donne) con il 68,1% dei dipendenti con età inferiore a 40 anni. Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 50%, le aree di business upstream (principalmente in Stati Uniti, Regno Unito, Messico, Angola) e R&M (Ecuador, Germania, Francia), con l'obiettivo sia di sviluppare e sostenere le nuove iniziative, sia di gestire il turnover a supporto del consolidamento e dell'evoluzione delle competenze. Sono stati risolti 715 rapporti di lavoro di cui 491 a tempo indeterminato. Di questi, il 40,1% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40 anni, e il 30,5% ha riguardato personale femminile. Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +184 (+899 assunzioni e -715 risoluzioni) e tale dinamica è riconducibile sostanzialmente al potenziamento del business upstream, oltre a inserimenti diffusi a supporto dell'attività degli altri business. Al di fuori dell'Italia, per effetto della cessione di Agip Oil Ecuador, si registra una riduzione di 252 dipendenti locali rispetto all'anno precedente, che porta ad una diminuzione dell'incidenza percentuale dei dipendenti locali sul "totale occupazione estero" dall'82,6% del 2018 all'81,2% del 2019. All'estero operano complessivamente 1.923 espatriati (di cui 1.360 Italiani) in leggero aumento rispetto al 2018 (+99 italiani). L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,4 anni (invariata rispetto al 2018; 46,4 in Italia e 43,3 all'estero): 49,4 anni (50,3 in Italia e 47,0 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,1 anni (45,4 in Italia e 41,3 all'estero) per impiegati e 41,3 anni (40,0 in Italia e 43,0 all'estero) per il personale operaio.

Nel 2019, grazie ai percorsi erogati in modalità distance (anche attraverso la piattaforma Digital Transformation Center) e a una ripresa dell'attività formativa in aula, si registra un incremento significativo delle ore di formazione pari al +16,5% rispetto al 2018.

Per quanto riguarda la salute, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni nel 2019 è pari a 487.360, di cui 312.490 a favore di dipendenti, 72.268 a favore di familiari, 94.130 a favore di contrattisti e 8.472 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2019 è pari a 205.373, di cui 97.493 dipendenti, 78.330 contrattisti e 29.550 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2019 si registra una diminuzione delle denunce, passate da 81 a 73, con una riduzione complessiva del 10%, per effetto della riduzione delle malattie denunciate sia da parte degli ex dipendenti (da 71 a 64 denunce) sia dal personale attualmente impiegato (da 10 a 9 denunce). Delle 73 denunce di malattia professionale presentate nel 2019, 16 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti).

(15) In particolare si segnala cessione di Agip Oil Ecuador.

(16) Di cui circa il 50% per pensionamenti e il 37% per dimissioni.

Principali indicatori di performance

		2019	2018	2017
Dipendenti ^(a)	(numero)	31.321	30.950	32.195
Donne		7.590	7.307	7.580
Italia		21.078	20.576	20.468
Estero		10.243	10.374	11.727
Africa		3.371	3.374	3.303
Americhe		1.005	1.257	1.216
Asia		2.662	2.505	2.418
Australia e Oceania		88	90	114
Resto d'Europa		3.117	3.148	4.676
Fascia d'età 18-24		564	437	364
Fascia d'età 25-39		9.289	9.224	9.761
Fascia d'età 40-54		13.824	14.058	15.022
Fascia d'età over 55		7.644	7.231	7.048
Dipendenti all'estero locali		8.320	8.572	10.010
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti		1.021	1.008	990
Quadri		9.387	9.147	9.043
Impiegati		16.050	15.839	16.600
Operai		4.863	4.956	5.562
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		15.375	14.603	14.802
Diploma		13.184	13.348	14.300
Licenza media		2.762	2.999	3.093
Dipendenti a tempo indeterminato ^(b)		30.571	30.183	31.609
Dipendenti a tempo determinato ^(b)		750	767	586
Dipendenti full-time		30.785	30.390	31.612
Dipendenti part-time ^(c)		536	560	583
Assunzioni a tempo indeterminato		1.855	1.264	992
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		1.198	1.270	1.312
Dirigenti e quadri locali all'estero	(%)	16,65	16,70	15,68
Anzianità lavorativa	(anni)			
Dirigenti		22,78	22,12	22,08
Quadri		20,00	20,02	20,01
Impiegati		16,73	17,03	17,02
Operai		13,55	13,05	13,05
Presenza donne negli organi di amministrazione	(%)	29	33	32
Presenza donne negli organi di controllo ^(d)		37	39	37
Ore di formazione	(numero)	1.362.182	1.169.385	1.111.112
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale:		43,6	36,9	34,2
Dirigenti		51,0	41,7	31,7
Quadri		42,0	37,2	35,7
Impiegati		43,9	36,2	34,5
Operai		44,3	37,7	31,6
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	83,03	80,89	81,96
Italia		100	100	100
Estero		40,91	35,33	44,54
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	73	81	120
Dipendenti		9	10	12
Precedentemente impiegati		64	71	108

[a] I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria (si veda interno cover), perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

[b] La suddivisione dei contratti a tempo determinato/indeterminato non varia significativamente né per genere né per area geografica con alcune eccezioni tra cui Cina e Mozambico in cui è prassi inserire risorse locali a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.

[c] Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (7% sul totale delle donne) con contratto part-time, rispetto agli uomini che sono ca. lo 0,2% sul totale degli uomini.

[d] Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale italiano.



Sicurezza



Eni è impegnata costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie da mettere in campo per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli organizzativi per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura della sicurezza, per perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento del verificarsi degli incidenti. A tal fine nel 2019 sono continuate le iniziative, rivolte sia al personale Eni sia al personale contrattista, per la diffusione della cultura della sicurezza ed in particolare per la promozione di comportamenti corretti e sicuri da attuare in tutti gli ambienti di vita. È stata lanciata la campagna "Safety starts @ office", prosieguo della campagna "Safety starts @ home" del 2018, per promuovere la sicurezza negli uffici e nelle sedi direzionali partendo dalle "Safety Golden Rules"¹⁷ (le 10 regole d'oro per la sicurezza sul lavoro, entrate in vigore nel 2018). Sono continuate presso i siti operativi le iniziative "Io Vivo Sicuro", giornate dedicate alla ricerca ed attuazione di strumenti pratici per la costruzione di abitudini sane e sicure; quest'anno si è sperimentato un percorso formativo modulare nelle aree tematiche: sicurezza stradale, sicurezza domestica e sicurezza nel tempo libero con l'attivo coinvolgimento dei rappresentanti delle imprese. Nelle consociate estere di upstream è stata implementata l'iniziativa "HSE Personal Commitment Program" che, perseguendo gli impegni di Eni in tema sicurezza, è volta al potenziamento della leadership ed il commitment del management a tutti i livelli, sia di Eni che dei contrattisti, al fine di diffondere la cultura della sicurezza e il coinvolgimento dei partner.

In particolare per quanto riguarda la gestione dei contrattisti presso i siti industriali Eni, nel 2019 si sono ulteriormente rafforzate le attività di controllo in campo mediante le oltre 130 risorse del Safety Competence Center (SCC)¹⁸, impiegate per il coordinamento e supervisione della sicurezza dei cantieri e lavori in appalto. Le imprese, che sono costantemente sollecitate con iniziative di sensibilizzazione per accrescere la loro cultura della sicurezza e che vengono monitorate e valutate attraverso strumenti definiti e implementati dal SCC, sono state oltre 2.800, pari al 70% dei fornitori con potenziali criticità HSE in Italia. Le non conformità riscontrate sono oggetto di immediate azioni correttive e le buone prassi registrate sono riconosciute, condivise e diffuse. Nel 2019 sono proseguite le attività di implementazione degli strumenti e delle metodologie del SCC all'estero in Pakistan e in Tunisia.

Fondamentale per Eni è l'impegno alla sicurezza di processo¹⁹ attuato mediante l'implementazione di un sistema di gestione specifico, in linea con gli standard internazionali, e monitorato tramite audit dedicati. In tema di preparazione e risposta alle emergenze, oltre alle continue esercitazioni, particolare attenzione è stata rivolta agli scenari di rischio naturale, consolidando modalità innovative e centralizzate per l'allertamento meteo-idro.

I principali obiettivi aziendali nel 2020 in tema di sicurezza riguardano: (i) il miglioramento del SIR (Severity Incident Rate), un indice interno Eni pesato rispetto al livello di gravità degli infortuni ed utilizzato nel piano di incentivazione a breve termine dell'AD e dei dirigenti con responsabilità strategiche al fine di focalizzare l'impegno di Eni sulla riduzione degli incidenti più gravi; (ii) il consolidamento del Safety Culture Program, che monitora il livello di proattività attraverso aspetti di gestione preventiva della sicurezza; (iii) la definizione e diffusione dei 10 Process Safety Fundamentals, le regole operative rilevanti per la sicurezza di processo; (iv) l'estensione sui siti italiani dei progetti che applicano le nuove tecnologie digitali a supporto della sicurezza.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è migliorato del 3% rispetto al 2018. Il miglioramento è stato particolarmente marcato per l'indice dei dipendenti (-44%), mentre l'indice dei contrattisti è peggiorato a causa dell'incremento del numero di infortuni (95 rispetto a 82 nel 2018). Si sono verificati 3 infortuni mortali nell'upstream: ad un dipendente in Italia nel marzo 2019 registrato sulla piattaforma Barbara F. al largo di Ancona e a due contrattisti colpiti da oggetti in Egitto. L'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è influenzato da due infortuni occorsi a due contrattisti in Italia (nello stesso evento che ha causato l'infortunio mortale al dipendente Eni) e dall'infortunio ad un contrattista ferito ad una mano in Egitto. In Italia il numero di infortuni totali registrabili è diminuito (37 eventi rispetto ai 40 del 2018) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è migliorato del 14%; all'estero, invece, il numero di infortuni è in leggero aumento (77 eventi rispetto a 76 del 2018), così come l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (+2%).

Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,38	0,35	0,33
Dipendenti		0,21	0,27	0,37	0,30
Contrattisti		0,39	0,43	0,34	0,34
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	3	1	4	1
Dipendenti		1	1	0	0
Contrattisti		2	0	4	1
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	0,01	0,01	0,01	0,00
Dipendenti		0,00	0,00	0,00	0,01
Contrattisti		0,01	0,01	0,01	0,00
Near miss	(numero)	1.159	929	1.431	1.550
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	334,2	206,3	330,6	306,3
Dipendenti		92,1	56,1	91,6	93,1
Contrattisti		242,1	150,2	239,0	213,3

[17] Per maggiori dettagli si veda: <https://www.eni.com/it-IT/trasformazione/cultura-sicurezza-lavoro.html>.

[18] Centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza, che supporta, nel coordinamento e nella supervisione dei lavori in appalto, i siti industriali Eni in Italia e all'estero.

[19] La Sicurezza di Processo ha lo scopo di prevenire e controllare i rilasci incontrollati di sostanze pericolose, durante tutto il ciclo di vita dei propri asset, che possono evolvere in incidenti rilevanti, salvaguardando così la sicurezza delle persone, l'ambiente, la produttività, i beni e la reputazione aziendale.

Rispetto per l'ambiente



Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività al fine di mitigare gli impatti sull'ambiente attraverso l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology, sia tecniche che gestionali, in continuo aggiornamento. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua; alla riduzione di oil spill, operativi e da sabotaggio; alla gestione dei rifiuti attraverso la tracciabilità del processo e il controllo di tutta la filiera; alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici dalle prime fasi esplorative fino al termine del ciclo progettuale.

In questo contesto il percorso di transizione verso un'**economia circolare** rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, ponendo come alternativa al classico modello di economia lineare un approccio rigenerativo che si fonda sulla sinergia e simbiosi industriale, associato ad una revisione, mediante l'ecodesign, dei processi produttivi aziendali e della gestione dei propri asset sia riducendo il prelievo di risorse naturali a favore di materiali da fonti rinnovabili (o provenienti da scarti di processi produttivi), sia riducendo e valorizzando gli scarti (rifiuti, emissioni, scarichi) mediante azioni di riciclo o recupero, sia estendendo la vita utile dei prodotti e degli asset mediante azioni di riuso o riconversione.

Al riguardo, per individuare elementi di circolarità e interventi di miglioramento, sin dal 2017 Eni conduce analisi di circolarità sito-specifiche: nel 2019, Eni ha svolto analisi nei siti multisocietari di Bolgiano e Brindisi, nella raffineria di Taranto e nel deposito di Rho. Sono stati, quindi, identificati interventi, alcuni già in atto, altri in corso di approfondimento, sia internamente al sito (quali interventi di efficientamento energetico o idrico o di recupero di rifiuti), sia di integrazione e interscambio con il territorio circostante.

Eni promuove la **gestione efficiente delle acque** con azioni volte alla mitigazione del rischio idrico, soprattutto nelle aree sottoposte a stress idrico in cui nel 2019 sono continuate le iniziative di riduzione dei prelievi di acqua dolce e nel settore upstream i progetti di accesso all'acqua. In Italia Eni è impegnata nell'aumentare, nell'arco del piano quadriennale, la quota di acqua di falda bonificata e riutilizzata per scopi civili o industriali, nell'avviare iniziative e valutazioni per l'utilizzo di acque di bassa qualità (acque reflue o da falde inquinate, oltre che acqua piovana e acqua di mare dissalata) in sostituzione di acqua dolce e nella diminuzione dell'intensità idrica delle produzioni. Presso il Centro Olio Val d'Agri (COVA) è stata completata la progettazione esecutiva di dettaglio del processo Mini Blue Water, con una capacità di trattamento di circa 70 mc/h, basato su una tecnologia proprietaria; attualmente è in corso l'iter autorizzativo per la realizzazione dell'impianto. Il Blue Water consiste in un processo di trattamento innovativo delle acque di produzione, che porta a un loro riutilizzo per scopi industriali. Solo una piccola quota dei prelievi idrici di Eni proviene da fonti di acqua dolce (circa 8%). Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici²⁰ e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che

i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentano meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni.

Ad aprile 2019 Eni, prima nel settore Oil & Gas, ha aderito al CEO Water Mandate, iniziativa speciale delle Nazioni Unite, con la quale si impegna a migliorare la gestione della risorsa idrica in tutti gli aspetti, sia operativi, che nell'impiego di tecnologie innovative, nell'integrazione col territorio e nella trasparenza. In termini di trasparenza, anche nel 2019 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP Water Security, ottenendo il punteggio A-, riconosciuto a sole altre due compagnie Oil & Gas al mondo.

Con riferimento alla **gestione dei rischi derivanti da oil spill**, Eni è impegnata a mantenere tutti gli aspetti di gestione, dalla preparazione, alla prevenzione, fino alla mitigazione, in linea con le migliori buone pratiche internazionali. Nell'ambito della preparazione, ossia per assicurare la qualità/rapidità/efficacia dell'intervento per tutta la rete degli oleodotti in Italia, è stata avviata sulla rete un'analisi della pericolosità di eventi naturali sugli oleodotti, quali frane ed esondazione fiumi. L'obiettivo è identificare, usando anche i risultati delle analisi di sensibilità socio ambientale, le tratte critiche e le conseguenti priorità per interventi di difesa. Nel 2019 è continuata la resinatura/sostituzione dei serbatoi interrati mono-parete in ambito retail Italia, che sarà completata nel corso del 2020. Inoltre, in Egitto (JV Agiba), Eni ha avviato un programma di interventi per la sostituzione di alcuni tratti di tubazioni e linee di produzione, mentre in Nigeria è proseguita l'installazione dello strumento e-vpms® (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System – Brevetto proprietario). Inoltre, nel 2019 è stata avviata e completata l'installazione sperimentale del sistema TPI (Third Party Intrusion), estensione dello strumento e-vpms® su due oleodotti del downstream italiano, con l'obiettivo di rilevare tentativi di sabotaggio e consentire, quindi, un intervento prima che l'effrazione avvenga. Nel 2020 proseguirà la sperimentazione di tale sistema, che, in caso di esiti positivi, verrà esteso agli altri oleodotti di prodotti finiti dell'Italia e successivamente degli altri Paesi.

L'impegno di Eni su **Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES)** è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei propri siti e attività. Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche e differenti regimi normativi, Eni gestisce il tema BES attraverso un modello di gestione specifico che è evoluto nel tempo anche grazie a collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Il modello di gestione BES²¹ si allinea agli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB)²² e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali e sociali siano identificate e gestite correttamente sin dalle prime fasi progettuali. L'esposizione al rischio biodiversità di Eni viene periodicamente valutata mappando la vicinanza geografica ad aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo

[20] Aree a stress idrico: aree caratterizzate da un valore del Baseline Water Stress superiore al 40%. L'indicatore, definito dal World Resources Institute (WRI - www.wri.org) misura lo sfruttamento delle fonti di acqua dolce e indica una situazione di stress se i prelievi da un dato bacino idrografico sono superiori al 40% della capacità di ricarica dello stesso.

[21] Il modello di gestione BES di Eni è declinato in dettaglio nella Policy BES disponibile sul sito Eni <https://www.eni.com/docs/it/IT/eni-com/sostenibilita/Biodiversita-Eni-e-servizi-e-cosistemici.pdf>.

[22] Rio de Janeiro, 1992.

e ambientale e valutare i potenziali impatti da mitigare attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Inoltre, ad ottobre 2019, Eni ha comunicato l'impegno formale a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO²³. Tale impegno conferma la policy che Eni segue da tempo nelle proprie operazioni, in linea con la nuova mission aziendale, e ribadisce sia il proprio approccio alla conservazione dell'ambiente naturale in ogni area ad elevato valore di biodiversità sia la promozione di buone pratiche gestionali nelle joint venture dove Eni non è operatore.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019 i prelievi di acqua di mare si sono ridotti del 12% grazie al calo di oltre 93 milioni di metri cubi presso la raffineria di Gela²⁴ e alle riduzioni registrate presso gli impianti petrolchimici di Priolo, Brindisi e Porto Marghera per le fermate di manutenzione (riduzione del prelievo di oltre 56 milioni di metri cubi complessivi). Sul calo dei prelievi di acqua di mare ha inoltre influito la cessazione delle attività delle navi di LNG Shipping (contributo pari ad oltre 60 milioni di metri cubi nel 2018). I prelievi di acque dolci, riconducibili per oltre il 76% al settore R&MeC, sono aumentati del 10%, a causa dell'assetto che il petrochimico di Mantova ha dovuto tenere nel corso della fermata per la manutenzione delle torri di raffreddamento e delle prove sugli impianti antincendio della raffineria di Sannazzaro. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni è salita all'89%. La percentuale di reiniezione dell'acqua di formazione del settore E&P si è attestata al 58%, in diminuzione rispetto al 2018 a causa di interventi di manutenzione in Nigeria (Ebocha) e problemi tecnici in Congo (Zatchi e Loango). I barili sversati a seguito di oil spill operativi si sono più che dimezzati rispetto al 2018, in particolare in Italia e Nigeria (in quest'ultimo Paese grazie anche a interventi strutturali quali la manutenzione preventiva o la revisione del piano anti-corrosione integrato e la sostituzione dei tratti di linee che attraversano fiumi o canali). I due eventi più rilevanti sono stati registrati in Egitto (sversamento di 200 barili a seguito del ribaltamento di un camion in manovra) e in Nigeria (198 barili sversati per sovrariempimento di un serbatoio). Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2019 si è registrato un aumento sia del numero di spill sia delle quantità sversate; tutti gli eventi hanno riguardato le attività upstream in Nigeria dove l'incremento degli spill potrebbe essere in parte legato alle maggiori tensioni sociali per le concomitanti elezioni politiche. I barili sversati a seguito di chemical spill sono in considerevole calo e sono principalmente riconducibili alle attività upstream in Regno Unito e USA. I rifiuti da attività produttive generati da Eni nel 2019 sono diminuiti del 15% rispetto al 2018, in particolare per quanto

riguarda i rifiuti non pericolosi (pari al 78% del totale), mentre i rifiuti pericolosi sono risultati in aumento. La diminuzione dei rifiuti non pericolosi è legata principalmente al settore E&P, grazie alla riduzione dei rifiuti associati all'attività di sviluppo del progetto Zohr in Egitto e alla minore produzione delle acque di strato onshore del Distretto Centro Settentrionale smaltite come rifiuto. L'aumento dei rifiuti pericolosi è stato invece causato dalle campagne di perforazione in Nigeria, Kazakhstan, Angola e Pakistan. La quota di rifiuti recuperati e riciclati è stata pari al 7% dei rifiuti totali smaltiti²⁵, in calo rispetto al 2018, anno nel quale il ramp-up del progetto Zohr ha generato ingenti quantità di rifiuti recuperati. Nel 2019 sono state generate complessivamente 4,1 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 3,9 milioni da Eni Rewind), costituite per il 66% da acque di falda. Nel 2019 sono stati spesi €367 milioni in attività di bonifica. Le emissioni di inquinanti in atmosfera sono in diminuzione, ad eccezione delle emissioni di NMVOC che sono aumentate del 4% rispetto al 2018 in particolare nel settore upstream dove è stata aggiornata la composizione del gas del campo di Bouri in Libia, che ha comportato un aumento della percentuale di composti non metanici inviati a torcia.

Nel 2019, Eni ha esteso la valutazione dell'esposizione al rischio biodiversità ai siti operativi di R&M, Versalis, EniPower, oltre alle concessioni in sviluppo o sfruttamento del settore upstream, al fine di identificare dove le attività di Eni ricadono, anche solo parzialmente, all'interno di aree protette²⁶ o con siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA²⁷). L'analisi della mappatura dei siti operativi di R&M, Versalis ed EniPower ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale con aree protette o con KBA riguarda 11 siti, tutti ubicati in Italia; ulteriori 15 siti in 6 Paesi (Italia, Austria, Ungheria, Francia, Germania e Regno Unito) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Per quanto riguarda il settore upstream, 75 concessioni risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA (17 in più rispetto al 2018), ma di queste solo 31 concessioni (4 in più rispetto al 2018) localizzate in 6 Paesi (Italia, Nigeria, Pakistan, Alaska, Egitto e Regno Unito) hanno attività operative nell'area di sovrapposizione. L'incremento del numero di concessioni rispetto allo scorso anno è dovuto all'acquisizione di blocchi già in produzione nel mare di Beaufort vicino alla costa dell'Alaska. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000²⁸ che ha un'estesa dislocazione sul territorio nazionale. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dell'UNESCO (WHS²⁹); un solo sito upstream³⁰ è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno di tale area protetta.

[23] Siti Naturali iscritti alla Lista Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO alla data del 31 maggio 2019. Per approfondimenti si rimanda al sito Eni <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2019/10/eni-si-impegna-a-non-svolgere-attivita-di-esplorazione-e-sviluppo-nei-siti-naturali-del-patrimonio-mondiale-dellunesco.html>.

[24] È stata realizzata una modifica del sistema di convogliamento delle acque di raffreddamento agli impianti utilizzatori con la realizzazione di una rete a circuito chiuso e ridimensionamento della pompa di sollevamento dell'acqua di mare adeguandone la portata all'effettivo utilizzo.

[25] Nel dettaglio, nel 2019 il 10% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, l'8% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 19% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 62% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi, il 6% è stato recuperato/riciclato, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 6% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 87% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).

[26] Fonte: World Database of Protected Areas, analisi effettuata a dicembre 2019.

[27] Fonte: World Database of Key Biodiversity Areas, analisi effettuata a dicembre 2019. Le KBA (Key Biodiversity Areas) sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas 2) Alliance for Zero Extinction Sites.

[28] Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della direttiva 79/409/CEE del 2 Aprile 1979 sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

[29] WHS, World Heritage Site.

[30] Inoltre, nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta.

Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Prelievi idrici totali	(milioni di metri cubi)	1.597	1.549	1.776	1.786
di cui: acqua di mare		1.451	1.433	1.640	1.650
di cui: acqua dolce		128	114	117	119
di cui: prelevata da acque superficiali		90	81	81	79
di cui: prelevata da sottosuolo		20	16	19	20
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		8	7	6	10
di cui: acqua da TAF ^(a) utilizzata nel ciclo produttivo		3	3	4	4
di cui: prelevata da altri stream		7	7	7	6
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		18	2	19	16
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	89	90	87	86
Acqua di formazione reiniettata		58	54	60	59
Oil spill operativi					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	68	34	72	55
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	1.036	422	2.665	3.323
Oil spill da sabotaggio (compresi furti) ^(b)					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	138	138	101	102
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	6.222	6.222	4.022	3.236
Chemical spill					
Numero totale di chemical spill	(numero)	21	21	34	17
Volumi di chemical spill	(barili)	4	4	61	63
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	2,2	1,8	2,6	1,4
di cui: pericolosi		0,5	0,4	0,3	0,7
di cui: non pericolosi		1,7	1,4	2,3	0,7
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO ₂ eq)	52,0	30,5	53,1	55,6
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	15,2	4,8	16,5	8,4
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	24,1	13,5	23,1	21,5
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		1,4	0,7	1,5	1,5

[a] TAF: Trattamento acque di falda.

[b] Il dato 2018 è stato aggiornato a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione della DNF 2018. Tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2019.

Numero di Aree Protette e KBA in sovrapposizione con siti operativi R&M, Versalis, EniPower e concessioni UPS – 2019^(a)

		SITI OPERATIVI R&M, Versalis, EniPower		CONCESSIONI UPS
		In sovrapposizione a siti operativi	Adiacente a siti operativi (<1km) ^(b)	Con attività operativa nell'area di sovrapposizione
Siti operativi/ Concessioni Eni ^(c)	(numero)	11	15	31
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	0	0	0
Natura 2000		5	21	15
IUCN ^(d)		4	11	3
Ramsar ^(e)		0	3	2
Altre Aree Protette		2	3	12
KBA		6	11	13

[a] Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni upstream appartenenti a società operate in Egitto e un deposito costiero di R&M, anch'esso appartenente a società operata.

[b] Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.

[c] Un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.

[d] Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.

[e] Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.



Diritti umani



Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni per il rispetto dei diritti umani approvata a dicembre 2018 dal CdA di Eni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno e su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani³¹ e perseguendo un'ottica di miglioramento continuo. Eni ha approfondito tale impegno all'interno di un report dedicato, Eni for Human Rights, pubblicato per la prima volta a dicembre 2019³².

I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA. Nel 2019 il CSS ha approfondito le attività svolte nel corso dell'anno e ha analizzato il risultato conseguito nella terza edizione del Corporate Human Rights Benchmark (CHRB), in cui Eni risulta tra le imprese che maggiormente hanno aumentato il punteggio rispetto alla prima edizione, confermandosi best performer nella sezione "Company Human Rights Practices".

Nel 2019 l'AD di Eni ha confermato l'impegno dell'azienda sul tema, sia firmando la "CEO Guide to Human Rights" del WBCSD (World Business Council for Sustainable Development), che include una sua dichiarazione sull'importanza del rispetto dei diritti umani e sul miglioramento delle norme in materia di business e diritti umani di Eni, sia partecipando ad una video intervista per la campagna di lancio del WBCSD³³ di questa guida.

Con riferimento alla formazione, in continuità con il percorso di sensibilizzazione interno sul tema diritti umani avviato nel 2016, nel 2019 sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sui diritti umani e a migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia.

Nel corso del 2019 sono state inoltre completate le azioni descritte nel piano pluriennale realizzato dal Gruppo di Lavoro avviato nel 2017, in cui erano state identificate le principali aree di miglioramento e definite le azioni necessarie per il continuo progresso delle proprie performance. Tali azioni, associate alle 4 macro aree in cui sono raggruppati i cd. "Salient Issue"³⁴ di Eni, ovvero diritti umani (i) sul **posto di lavoro**³⁵, (ii) nelle comunità, (iii) nella catena di fornitura e (iv) nelle operazioni di security, sono state recepite in specifici obiettivi manageriali direttamente collegati alle performance sui diritti umani, assegnati a tutti i 18 primi riporti dell'AD.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali**. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based che si avvale di numerosi elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio Verisk Maplecroft, al fine di classificare i progetti di business delle attività upstream in base al potenziale rischio diritti umani e di individuare le opportune misure di gestione. In base a questa impostazione, i progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante l'esecuzione di dedicati "Human Rights Impact Assessment" (HRIA). Nel 2019 è stato svolto uno studio HRIA in Messico, riferito al progetto di sviluppo avviato nell'Area 1 dell'offshore (shallow waters) del Golfo del Messico, per il quale Eni si è avvalsa del supporto del Danish Institute for Human Rights. In Mozambico e in Angola, sempre nel 2019 è stato perfezionato il Piano di Azione relativo a due analisi sui diritti umani svolte nel 2018, (i cui Report sono stati emessi nel corso dell'anno), e sono stati svolti ulteriori due approfondimenti su nuove aree.

Nel 2019 è stato inoltre condotto un assessment di approfondimento per le attività downstream, volto a identificare le tematiche maggiormente rilevanti sui diritti umani nei processi di Refining & Marketing, a seguito del quale è stato predisposto uno specifico piano di azione.

La promozione e la tutela dei **diritti umani nella catena di fornitura** è garantita attraverso attività di assessment e l'applicazione di criteri basati su standard internazionali, come gli standard SA 8000. Nel 2019 sono stati oggetto di tali assessment 9 fornitori, di cui 1 dell'Ecuador, 3 del Vietnam, 1 del Messico e 4 della Tunisia. Eni, inoltre, è impegnata nella diffusione di un codice di condotta rivolto ai fornitori, che ribadisca l'importanza del rispetto dei principi cardine di sostenibilità nella catena di fornitura. Ulteriori azioni per contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite rispettivamente nel "Slavery and Human Trafficking Statement"³⁶ e nella Posizione sui "Conflict minerals"³⁷.

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights. In linea con il suo impegno, Eni ha progettato un insieme coerente di regole e strumenti per garantire che: (i) i termini contrattuali comprendano disposizioni sul rispetto dei diritti umani; (ii) i fornitori delle forze di sicurezza siano selezionati, tra gli altri, in base a criteri afferenti i diritti umani, (iii) gli operatori e i supervisori della sicurezza ricevano formazione adeguata sul rispetto dei diritti umani; (iv) gli eventi considerati più a rischio siano gestiti conformemente agli standard internazionali. Inoltre, Eni sta sviluppando un processo di "human rights due diligence" volto ad identificare il rischio di

[31] UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs)

[32] Si veda: <https://www.eni.com/assets/documents/eni-for-human-rights.pdf>.

[33] Si veda: https://www.youtube.com/watch?v=xFgmRtYHn4s&feature=emb_logo.

[34] Le questioni salienti, o salient issue, identificano le principali tematiche identificate in Eni relativamente ai Diritti Umani.

[35] Si rimanda alla sezione "Persone" alle pagine 126-128.

[36] In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015.

[37] In adempimento alla normativa della US SEC.

impatto negativo sui diritti umani in relazione alle attività di security e valutare il ricorso ad eventuali misure preventive e/o di mitigazione.

A complemento di tutte le azioni intraprese per assicurare il rispetto dei diritti umani, dal 2006 è vigente una procedura Eni, inserita anche tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento di segnalazioni inviate o trasmesse da stakeholder, Persone di Eni e altri soggetti terzi, anche in forma confidenziale o anonima.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019 è proseguito il programma di formazione Human Rights sia con moduli formativi specifici che con campagne accessibili via web da tutti i dipendenti (Security and Human Rights, Human Rights and relations with Communities, Human Rights in the Workplace e Human rights in the Supply Chain). Inoltre, nel 2019 sono state avviate le nuove campagne di formazione per tutta la popolazione Eni: "Sostenibilità in tema di stakeholder, reporting e diritti umani" e "SDGs". Il tema dei diritti umani & security è poi regolarmente affrontato in tutti i percorsi formativi rivolti al personale di sicurezza, tra cui i workshop dedicati ai Security Officer di nuova nomina, di cui, nel 2019, è stata realizzata una terza edizione. Nel 2019 è stata inoltre garantita l'erogazione del corso e-learning "Security & Human Rights", rivolto sia ai nuovi ingressi nella Funzione di Security sia a risorse che non avevano ancora effettuato il corso. L'e-learning è stato realizzato in

tre lingue (italiano, inglese e francese), al fine di ampliarne la fruibilità. Anche grazie ai corsi sopra menzionati, la percentuale di personale appartenente alla famiglia professionale di Security formato in tema di diritti umani si è attestata al 92%.

Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le consociate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. Nel 2019, la sessione formativa è stata realizzata in Pakistan e in Nigeria ed è stata indirizzata alle Forze di Sicurezza, pubblica e privata, che svolgono la loro attività presso i siti direzionali ed operativi di Eni.

Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2019 è stata completata l'istruttoria su 74 fascicoli³⁸, di cui 20⁴⁹ includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste sono state verificate 26 asserzioni con i seguenti esiti: per 7 di esse sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento di controlli in essere e formazione verso i dipendenti; (ii) azioni verso i fornitori e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il Modello 231 e il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 15 fascicoli, in 8 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

Principali indicatori di performance

		2019	2018	2017
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	25.845	10.653	7.805
In classe		108	164	52
Distance		25.737	10.489	7.753
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ^(a)	(%)	97	91	74
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ^(b)	(numero)	696	73	308
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani ^(c)	(%)	92	96	88
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		97	90	88
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti il rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno ^(d)	(numero)	20 (26)	31 (34)	29 (32)
Asserzioni fondate		7	9	3
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		8	9	9
Asserzioni non fondate/not applicable ^(e)		11	16	20

(a) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.

(b) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.

(c) Si tratta di un valore percentuale cumulato. La variazione rispetto al dato del 2018 (pari al 96%) è imputabile ad una modifica di perimetro, dovuta all'inserimento di nuove risorse da formare ed all'uscita di risorse già formate.

(d) I dati relativi all'anno 2017 includono 1 fascicolo con 1 asserzione non fondata/non applicabile riferito a società non consolidate integralmente.

(e) Classificazione introdotta nel 2019. Sono classificate come tali le segnalazioni/asserzioni in cui i fatti segnalati: i) coincidono con l'oggetto del pre-contenzioso, contenzioso e indagini; ii) non sono qualificabili come Segnalazioni Circostanziate Verificabili non ritenendo pertanto possibile avviare la fase di accertamento; iii) Circostanziate Verificabili per i quali, alla luce degli esiti delle verifiche preliminari condotte, non si valuta necessario l'avvio della successiva fase di accertamento.

[38] Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i [che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili] nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati.

[39] Tutti relativi a società consolidate con il metodo integrale.

Fornitori



Eni adotta criteri di qualifica e selezione dei fornitori per valutarne la capacità di soddisfare gli standard aziendali in materia di affidabilità etica, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori e coinvolgendoli nel processo di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del proprio processo di Procurement, Eni: (i) sottopone tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne professionalità, capacità tecnica, affidabilità etica, economica e finanziaria e per minimizzare i rischi insiti nell'operare con terzi; (ii) richiede a tutti i fornitori un formale impegno al rispetto dei principi del proprio Codice Etico [quali la tutela e promozione dei diritti umani⁴⁰, rispetto di standard di lavoro sicuri, salvaguardia dell'ambiente, contrasto alla corruzione, osservanza di leggi e regolamenti, integrità etica e correttezza nelle relazioni, rispetto delle norme antitrust e di concorrenza leale]; (iii) monitora il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento da parte dei fornitori di Eni dei requisiti di qualifica nel tempo; (iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento dei loro modelli operativi o qualora non soddisfino gli standard minimi di accettabilità, ne limita o inibisce l'invito a gare.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2019, circa 6.000 fornitori (tra cui tutti i nuovi) sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a

tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (es. salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anti-corruzione, compliance). Questo numero è in sensibile crescita rispetto all'anno precedente grazie all'inclusione dei dati relativi ad ulteriori due Controllate estere (Eni US ed Eni Angola) e ad affinamenti nel sistema di reportistica, che hanno permesso di valorizzare completamente anche l'attività di aggiornamento delle qualifiche scadute. Per il 15% di questi fornitori sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento, tali comunque da non compromettere, nell'89% dei casi, la possibilità di farvi potenzialmente ricorso, mentre per il restante 11% dei fornitori oggetto di verifica le criticità rilevate hanno comportato l'interruzione protempore dei rapporti con Eni. Nel 2019 sono infatti state rilevate criticità e/o aree di miglioramento su 898 fornitori e 96 di essi hanno ricevuto una valutazione negativa in fase di qualifica oppure sono stati oggetto di un nuovo provvedimento ostativo (stato di attenzione con nullaosta, sospensione o revoca della qualifica) o di una conferma dello stato ostativo pre-esistente, emesso da Eni spesso in forma cautelativa anche verso fornitori non direttamente contrattualizzati. Le criticità rilevate (con conseguente richiesta di implementazione di piani di miglioramento) durante il processo di qualifica o l'assessment Human Rights sono riconducibili a tematiche HSE o a violazioni di Diritti umani, ad esempio a norme salute e sicurezza, violazione del Codice Etico, corruzione, eco-reati.

Principali indicatori di performance

		2019	2018	2017
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	5.906	5.184	5.055
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		898	1.008	1.248
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		96	95	65
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	100	100	100

[40] Sul portale dei fornitori di Eni, è disponibile un video in cui 4 testimonial Eni illustrano i contenuti principali della Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani (per maggiori approfondimenti si veda: https://esupplier.eni.com/PFU_it_IT/formazioneeiniziative.page?).

Trasparenza e lotta alla corruzione



Eni aderisce al Global Compact che incoraggia le aziende aderenti ad allineare le proprie attività ai dieci principi universalmente riconosciuti in termini di diritti umani, lavoro, ambiente, trasparenza e lotta alla corruzione e a contribuire al raggiungimento degli SDGs. A dimostrazione del suo impegno costante a favore dei Principi delle Nazioni Unite per il business responsabile, nel 2019 Eni è stata confermata nel Global Compact (GC) LEAD e riconosciuta come uno dei partecipanti più attivi all'iniziativa sulla sostenibilità d'impresa.

I principi del GC sono riflessi nel Codice Etico di Eni; in particolare il ripudio della corruzione è uno dei principi fondamentali del Codice Etico di Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e del Modello 231. Inoltre, a partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il Compliance Program Anti-Corruzione, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli volto a prevenire pratiche corruttive. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, sono obbligate ad adottare, con delibera del proprio CdA⁴¹, sia la Management System Guideline (MSG)⁴² che tutti gli altri strumenti normativi anti-corruzione emessi da Eni SpA.

Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Ai fini del mantenimento di detta certificazione, Eni SpA è sottoposta annualmente ad audit di sorveglianza da parte dell'ente certificatore e a dicembre 2019 si è concluso con esito positivo il primo audit di ricertificazione. Per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni, sin dal 2010, è stata costituita l'unità anti-corruzione, incaricata di fornire supporto specialistico alle linee di business e alle società controllate in Italia e all'estero nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità dei partner a rischio (cd. "due diligence") e nell'elaborazione dei relativi presidi contrattuali in aree a rischio di corruzione. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con i partner, specifiche clausole anti-corruzione che prevedono, tra l'altro, l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nella MSG Anti-Corruzione di Eni.

L'unità anti-corruzione realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione adottato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Al fine di ottimizzare l'individuazione

dei destinatari delle diverse iniziative formative, è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni sulla base del livello di rischio di corruzione in funzione di specifici driver di rischio come ad esempio Paese, qualifica, famiglia professionale. Il roll-out applicativo della metodologia è stato effettuato a marzo 2019. L'unità anti-corruzione, inoltre, sottopone agli organi di controllo e al Chief Financial Officer di Eni SpA, una relazione periodica sulle attività della funzione di compliance anti-corruzione e una reportistica trimestrale di sintesi degli strumenti normativi emessi nel periodo⁴³.

Inoltre, nell'anno 2019, l'unità anti-corruzione ha proseguito il programma di formazione anti-corruzione, sia on-line che in aula, per alcune categorie di partner di Eni. L'obiettivo di tale programma è quello di sensibilizzare i terzi sul tema della corruzione e in particolare su come riconoscere un comportamento corruttivo e come prevenire la violazione delle leggi anti-corruzione nell'ambito della loro attività professionale.

Per valutare l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione, nell'ambito del piano integrato di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sulle attività rilevanti, con interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischioosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente.

A testimonianza del suo impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un buon uso delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005⁴⁴. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale.

Infine Eni pubblica annualmente la "Relazione sui pagamenti ai governi" dal 2015 su base volontaria e, a partire dal 2017, in ottemperanza agli obblighi di reporting introdotti alla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive). Inoltre, in conformità alla legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS"⁴⁵. Sempre nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale, tale report è oggetto di pubblicazione da parte di Eni malgrado l'assenza di obblighi normativi al riguardo.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2019 sono stati svolti, in 20 Paesi, 27 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corruzione confermando nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione.

Nel 2019 è stata avviata una nuova campagna di formazione on-line sui temi anticorruzione tutta la popolazione aziendale. In parti-

[41] 0 in alternativa dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

[42] Le MSG rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni per la gestione dei processi operativi, di supporto al business e dei processi trasversali di compliance e di governance.

[43] Si ricorda che nel 2017 è stata svolta una board induction rivolta al Collegio Sindacale e nuovi amministratori sui processi di compliance integrata e Internal Audit, con focus su Segnalazioni e verifiche integrative sugli strumenti normativi anti-corruzione.

[44] Iniziativa globale per promuovere un uso responsabile e trasparente delle risorse finanziarie generate nel settore estrattivo.

[45] Il BEPS è il piano d'azione definito dal G20 e dall'OCSE che stabilisce a livello internazionale regole uniche e trasparenti in materia fiscale, al fine di rendere inefficaci le strategie di erosione della base imponibile e di traslazione dei profitti da parte delle imprese multinazionali. Il piano si articola in 15 Action di cui la numero 13 (Transfer Pricing Documentation and Country-by-Country Reporting) prevede la redazione del Country by Country Report che raccoglie dati su volume d'affari, profitti e imposte aggregati con riferimento alle giurisdizioni nelle quali l'azienda conduce il business.

colare, nel 2019 sono stati formati 23.347 dipendenti, di cui il 59% rappresentato da risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione. Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce annualmente alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di mem-

bro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste, e Regno Unito. In Kazakhstan, Indonesia, Mozambico, Nigeria e Messico, le consociate di Eni si interfacciano con i Multi Stakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

Principali indicatori di performance

		2019		2018	2017
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione ^(a)	(numero)	27	27	32	36
E-learning per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	(numero di partecipanti)	13.886	13.564	951	493
E-learning per risorse in contesto a basso rischio corruzione		9.461	9.179	1.950	1.857
Workshop generale		1.237	1.211	1.765	1.434
Job specific training		1.108	1.090	1.461	1.539
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	9	9	8	9

(a) I dati del 2017 e 2018 si riferiscono alle sole società consolidate integralmente.

ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELO SVILUPPO LOCALE



Nella nuova mission aziendale, Eni ha voluto rappresentare in maniera più esplicita il cammino intrapreso da diversi anni per rispondere alle sfide globali, per contribuire al raggiungimento degli SDGs e per creare valore di lungo termine nei Paesi di presenza attraverso un'attività di business che mira ad aumentare l'accesso alle risorse energetiche contribuendo allo stesso tempo allo sviluppo socio-economico. In questo contesto Eni investe nella costruzione di infrastrutture per la produzione e il trasporto di gas sia per l'esportazione sia per il consumo domestico, riconoscendo che la lotta alla povertà energetica è il primo passo per soddisfare i bisogni primari relativi all'istruzione, alla salute e alla diversificazione economica. Questi ambiti fanno parte di un modello di cooperazione integrato al business che costituisce un elemento distintivo di Eni, denominato dual flag, e supporta i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo.

L'analisi del contesto socio-economico locale, che accompagna in modo sempre più approfondito le varie fasi progettuali di business, permette ad Eni di conoscere le esigenze delle persone che abitano i territori dove opera e quindi definire i settori di intervento e le possibili soluzioni che si traducono in obiettivi nel Piano strategico quadriennale. Eni integra, pertanto, la sostenibilità già a partire dal momento dell'acquisizione delle licenze, passando per lo sviluppo dei progetti di business, fino al decommissioning adottando strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale. In questo modo all'attività di business si affianca, fin dalle prime fasi di negoziazione con i governi, quella a supporto

dei bisogni primari delle popolazioni locali. Queste attività, definite in specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (Local Development Programme – LDP) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e in coerenza coi Piani Nazionali di Sviluppo (Nationally Determined Contributions⁴⁶ – NDCs), prevedono cinque linee di azione:

- **Local Content:** generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e il lancio di progetti di sviluppo;
- **Land management:** gestione ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative e misure di mitigazione degli impatti; Eni si impegna a valutare possibili alternative di progetto con l'obiettivo di perseguire la minimizzazione delle conseguenze per le comunità locali;
- **Stakeholder engagement:** valorizzazione della relazione con gli stakeholder che si fonda sulla condivisione di valori, sulla reciproca comprensione e attenzione;
- **Human Rights Impact Assessment:** valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni e definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, anche attraverso un processo di "human rights due diligence" ed in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGPs);
- **Progetti di sviluppo locale:** contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita.

(46) Presentati alla COP21 di Parigi.

I Programmi per lo Sviluppo Locale (LDP) vogliono inoltre contribuire al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e alle tecnologie per il clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali), all'educazione e formazione professionale, alla protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio, all'accesso all'acqua e ai servizi igienico sanitari, al miglioramento dei servizi sanitari per le comunità.

Le iniziative realizzate nei Paesi di presenza fanno leva su un approccio integrato attraverso partenariati che, mettendo a fattor comune risorse economiche, umane e di conoscenza, permettono di massimizzare i risultati. Esempi di questo approccio sono gli accordi sottoscritti con i governi di Angola, Messico e Mozambico, simbolo di un modello che integra lo sviluppo locale, le energie rinnovabili, la salute e la ricerca di idrocarburi, ma anche la partnership siglata nel 2019 con l'United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) per il miglioramento dell'occupazione giovanile, la valorizzazione della filiera agroalimentare, l'energia rinnovabile e l'efficienza energetica in particolare nel continente africano. Collaborazioni come queste si inquadrano nella strategia di sviluppo a lungo termine di Eni.

Nelle diverse fasi progettuali di business, in linea con i principi standard/metodologie riconosciuti a livello internazionale, Eni ha sviluppato:

- Strumenti di analisi per meglio comprendere il contesto di riferimento e indirizzare opportunamente i progetti di sviluppo locale (es. Context analysis, Human Rights Impact Assessment - HRIA);
- Strumenti gestionali per mappare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti (es. Stakeholder Management System – SMS, Logical Framework Approach – LFA, Monitoring, Evaluation and Learning - MEL);

- Strumenti di valutazione di impatto, utili a quantificare i benefici generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione (es. Eni Local Content Evaluation – ELCE, Eni Impact Tool⁴⁷);
- Analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti consociate estero upstream, che nel 2019, è pari a circa il 35%.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2019, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €95,3⁴⁸ milioni (quota Eni), di cui circa il 98% nell'ambito delle attività upstream. In Asia sono stati spesi circa €28,1 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per la manutenzione di infrastrutture viarie (ponti e strade). In Africa sono stati spesi un totale di €53,3 milioni, di cui €48,6 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito della manutenzione di infrastrutture viarie e nella realizzazione di infrastrutture per la formazione. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €43,4 milioni, di cui €20,8 milioni in Africa e €21,2 milioni in Asia. Sul tema della salute, nel 2019, Eni, al fine di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 14 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 9 come studi integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment). Sono stati inoltre svolti 1 studio completo di HRIA (Human Rights Impact Assessment) e 2 ulteriori approfondimenti sui diritti umani in relazione a nuovi progetti⁴⁹. Nel corso del 2019 sono stati ricevuti 253 grievance⁵⁰, tra cui i temi principali sono la manodopera locale, la gestione dei terreni e i progetti di sviluppo e accesso all'energia.

Principali indicatori di performance

	2019		2018	2017
	Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
(milioni di euro)				
Investimenti per lo sviluppo locale	95,3	73,6	94,8	70,7
di cui: infrastrutture	43,4	43,3	32,4	22,1

[47] Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte di investimento per le future iniziative.

[48] Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2019 sono pari a €18,6 milioni, di cui: €18,1 milioni in Mozambico, €0,4 milioni in Ghana e €0,1 milioni in Kazakhstan.

[49] Si rimanda alla sezione "Diritti umani" alle pagine 133-134 per approfondimenti.

[50] Reclami o lamentele sollevati da un individuo – o un gruppo di individui – relativi a impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'azienda.

TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Ogni anno, al fine di identificare i contenuti non finanziari per il Piano Strategico e per la rendicontazione di sostenibilità, viene aggiornata l'analisi di materialità. Gli aspetti materiali ricomprendono le tematiche prioritarie per tutti gli stakeholder rilevanti di Eni, esterni ed interni, ed identificano le sfide e le opportunità chiave dell'intero ciclo delle attività per la creazione di valore nel lungo periodo.

Identificazione degli aspetti rilevanti

Le istanze degli stakeholder rilevanti sono mappate sia attraverso una piattaforma dedicata (Stakeholder Management System – SMS), che supporta la gestione degli stakeholder locali, sia mediante interviste con le funzioni responsabili di gestirne le relazioni su base continuativa durante l'anno. Inoltre, per individuare gli aspetti rilevanti sono stati considerati anche i principali rischi ESG definiti attraverso il modello di risk management integrato, e i risultati delle analisi di scenario svolte da Eni.

Analisi delle priorità interne e esterne

La materialità dei temi identificati è definita sulla base delle analisi di priorità:

- della rilevanza degli stakeholder e delle relative istanze;
- dei principali rischi ESG risultanti dal processo di Risk Management Integrato (RMI), che tiene in considerazione anche le evidenze fornite da provider esterni, tra cui RepRisk⁵¹. Tali rischi sono valutati considerando anche potenziali impatti ambientali, sociali, su salute e sicurezza e reputazionali;
- degli elementi di scenario – definiti sulla base degli argomenti che sono stati affrontati durante le riunioni del Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) nel corso del 2019.

La combinazione di queste analisi, includendo le tematiche prioritarie per tutti gli stakeholder rilevanti, permette di considerare un'ottica tanto esterna che interna all'azienda.

Condivisione e validazione con l'organo di governo

Gli aspetti materiali e la relativa analisi sono stati presentati al CSS al CdA.

Di seguito sono evidenziati i temi materiali 2019 ai quali sono stati associati gli SDGs su cui le attività di Eni hanno un impatto diretto o indiretto.

I TEMI MATERIALI 2019



NEUTRALITÀ CARBONICA NEL LUNGO TERMINE

CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, biocarburanti e chimica verde

SDGs: **7 - 9 - 12 - 13 - 15 - 17**



MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE

Occupazione, Diversità e Inclusione
Formazione
Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità

SDGs: **3 - 4 - 5 - 8 - 10**

SICUREZZA

Sicurezza delle persone e asset integrity

SDGs: **3 - 8**

RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI

Risorsa idrica, biodiversità e oil spill

SDGs: **3 - 6 - 9 - 11 - 12 - 14 - 15**

DIRITTI UMANI

Diritti dei lavoratori e delle comunità locali,
Catena di fornitura e Security

SDGs: **1 - 4 - 8 - 10 - 16 - 17**

INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS

Trasparenza e Lotta alla corruzione

SDGs: **16 - 17**



ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE

ACCESSO ALL'ENERGIA

SDGs: **7 - 17**

SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO PRIVATE

Diversificazione economica, Educazione e Formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute

SDGs: **1 - 2 - 3 - 4 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 15 - 17**

LOCAL CONTENT

SDGs: **4 - 8 - 9**

DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE TECNOLOGICA E RICERCA

SDGs: **7 - 9 - 12 - 13 - 17**

[51] RepRisk è un provider per l'analisi di materialità dei rischi ESG relativi a società, settori, Paesi e tematiche, il cui modello di calcolo si basa sulla rilevazione e classificazione delle informazioni (i.e. "risk incidents") provenienti da media, altri stakeholder e fonti pubbliche esterne alle società.

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards", pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), secondo un livello di aderenza "in accordance Core" ed è stata sottoposta ad esame limitato da parte di una società indipendente, revisore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 del Gruppo Eni.

Il perimetro dei dati sicurezza, ambiente, clima, segnalazioni, interventi di audit con verifiche anticorruzione, formazione anti corruzione, investimenti per lo sviluppo locale e numero di Paesi in cui Eni supporta, direttamente o indirettamente, i Multi Stakeholder Group locali di EITI è in linea con altri documenti societari e, in alcuni casi, in continuità con il passato. L'obiettivo, oltre a garantire coerenza con gli obiettivi prefissati, è rappresentare i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In questi casi, i commenti alle performance si riferiscono a tale perimetro. A tutti questi dati, è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2019 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente.

In particolare, per i dati sicurezza, ambiente e clima il perimetro è costituito dalle società significative dal punto di vista degli impatti HSE, che include le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni⁵². Relativamente alla salute, i dati considerano le società significative dal punto di vista degli impatti salute ed includono le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, che si riferiscono alle sole società consolidate integralmente).

Il perimetro dei dati relativi alla formazione anti corruzione, agli investimenti per lo sviluppo locale e al numero di Paesi in cui Eni supporta, direttamente o indirettamente, i Multi Stakeholder Group locali di EITI è

relativo a tutte le società di bilancio nelle quali sono previste attività di formazione/investimenti per lo sviluppo locale/supporto dei Multi Stakeholder Group di Eiti.

Il perimetro dei dati relativi ai fascicoli di segnalazione si riferisce ad Eni SpA e alle società controllate. Il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anticorruzione si riferisce a Eni S.p.A, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni. Per gli indicatori HR, si espongono i dati delle società consolidate integralmente al 31 dicembre 2019. Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2017-2019. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento.

I dati relativi all'anno 2019 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento, natura del dato stesso. Qualora una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo.

Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli dello Standard 403: Occupational Health and Safety che fanno riferimento all'edizione 2018.

KPI	METODOLOGIA
 CAMBIAMENTO CLIMATICO	
EMISSIONI GHG	Scope 1: le emissioni di GHG dirette comprendono le emissioni di CO₂, CH₄ e N₂O; il Global Warming Potential utilizzato è 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O. I fattori di emissione utilizzati per i calcoli sono, laddove possibile, sito specifici o, in alternativa, ricavati dalla letteratura internazionale disponibile. Scope 2: le emissioni di GHG indirette sono relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e comprendono i contributi di CO₂, CH₄ e N₂O. Non sono presenti contributi di emissioni di CO₂ di origine biogenica.
INTENSITÀ DI EMISSIONI	Numeratore: emissioni di GHG dirette (Scope 1) e comprendono CO₂, CH₄ e N₂O. Denominatore: • UPS: produzione lorda di idrocarburi 100% operata • R&M: quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati) dalle raffinerie di proprietà • EniPower: energia elettrica equivalente prodotta
EFFICIENZA OPERATIVA	L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (scope 1 e scope 2 calcolate su base operata espresse in tonCO₂eq) delle principali produzioni industriali Eni rispetto alla produzione operata (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni) nei singoli business di riferimento misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione.
CONSUMI ENERGETICI	Consumo di fonti primarie: somma dei consumi di fuel gas, gas naturale, gas di raffineria/processo, GPL, distillati leggeri/benzine, gasolio, kerosene, olio combustibile, FOK e coke da FCC. Energia primaria acquistata da altre società: somma degli acquisti di energia elettrica, calore e vapore da terzi. Il consumo da fonti rinnovabili dipende dal mix elettrico nazionale perché attualmente irrilevante il consumo da pannelli fotovoltaici installati da Eni sui propri asset.
INTENSITÀ ENERGETICA	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.

(52) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società non consolidate integralmente: Agiba Petroleum Co, CARDÓN IV SA, Eni Denmark BV, Eni India Ltd, Eni Iran BV, Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd, Eni Portugal BV, Eni RD Congo SA, Eni Ukraine LLC, Eni Yemen Ltd, EniProgetti Egypt Ltd, Groupment Sonatrach-Agip, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Mozambique Rovuma Venture SpA, Petrobel Belayim Petroleum Co, PetroJunin SA, PetroSucre SA, United Gas Derivatives Co, Vår Energi AS, Servizi Fondo Bombe Metano SpA, Eni USA R&M Co Inc, Esacontrol SA, Oléoduc du Rhône SA, OOO "Eni-Nefto", Tecnoesa SA, Costiero Gas Livorno SpA, Eni Gas Transport Services Srl, Società EniPower Ferrara Srl, Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi, Versalis Pacific (India) Private Ltd, Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA, Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione), Oleodotto del Reno SA.

KPI	METODOLOGIA
 PERSONE, SALUTE E SICUREZZA	
RELAZIONI INDUSTRIALI	In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito.
ANZIANITÀ LAVORATIVA	Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.
ORE DI FORMAZIONE	Ore erogate ai dipendenti Eni tramite percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distance) e attraverso attività realizzata dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.
DIRIGENTI E QUADRI LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
SICUREZZA	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. TRIR: indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze: infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Near miss: evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. I pericoli principali rilevati nel 2019 in Eni sono individuati nelle seguenti tipologie di attività: • movimentazione dei carichi: eventi collegati alle attività di sollevamento o spostamento di carichi sullo stesso piano; • sistemi energizzati: eventi collegati ad attrezzature in pressione o contenenti fluidi ad alta/bassa temperatura, parti elettriche esposte o parti meccaniche in movimento, associati per la maggior parte delle volte ad eventi infortunistici occorsi durante l'utilizzo di parti meccaniche in movimento, in particolare strumenti da taglio e molatura.
SALUTE	Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi: indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali. Casi registrabili di malattie professionali: numero di denunce di malattia professionale. Tipologie principali di malattie: le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).
 AMBIENTE	
PRELIEVI IDRICI	Somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo.
BIODIVERSITÀ	Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA): siti operativi R&M, Versalis ed EniPower in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre 2019). Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA): siti operativi R&M, Versalis ed EniPower in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km, (a dicembre 2019). Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali (ultimo aggiornamento a giugno 2019) che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione. Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali (ultimo aggiornamento a giugno 2019) che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas" (ultimo aggiornamento a dicembre 2019), dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC. Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi: • è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte); • i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese.

KPI	METODOLOGIA
SPILL	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo.
RIFIUTI	Rifiuti da attività produttiva: rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione. Rifiuti da attività di bonifica: comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.
TUTELA DELL'ARIA	NO_x: emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NO _x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Compresa emissione di NO ed NO ₂ , escluso N ₂ O. SO_x: emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO ₂ ed SO ₃ . NM VOC: emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. PST: emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.



DIRITTI UMANI

CONTRATTI DI SECURITY CON CLAUSOLE SUI DIRITTI UMANI	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".
SEGNALAZIONI	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i Diritti Umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, non fondate con azioni, non fondate).



FORNITORI

FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti da Eni SpA, Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US ed Eni Angola; rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence, sottoposti ad un processo di qualifica, oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE, compliance o comportamento commerciale, oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (SA8000); l'indicatore si riferisce a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US ed Eni Angola.
NUOVI FORNITORI VALUTATI SECONDO CRITERI SOCIALI	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment", in quanto tale assessment si applica anche ai nuovi fornitori (oltre a quelli con cui un rapporto è già in essere).



LOTTA ALLA CORRUZIONE

FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE	E-learning rivolto a risorse in contesto a medio/alto rischio di corruzione. E-learning rivolto a risorse in contesto a basso rischio di corruzione. Workshop generale: eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. Job specific training: eventi formativi in aula rivolti ad aree professionali in contesto a rischio corruzione.



SVILUPPO LOCALE

INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE	L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per i progetti di sviluppo locale realizzati da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.
SPESA VERSO FORNITORI LOCALI	L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2019 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati: 1) "Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una JV con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la JV); 2) "Metodo Valuta locale" (Angola e UK): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3) "Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq e Nigeria): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); 4) "Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono quelli nei quali si è rilevata una componente di spesa maggiore rispetto al totale speso del Gruppo Eni.

GRI Content Index

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA
Profilo dell'Organizzazione		
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 1
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 3
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, retro cover
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 3
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, retro cover https://www.eni.com/it_IT/azienda/governance/azionisti
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 3
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 12-13
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pagg. 128;141
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 135
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 162-165; 389
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 20-23
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 15
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pag. 15
Strategia		
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 6-11
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 20-23; 96-114
Etica e integrità		
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 2; 4-5; 29 DNF, pag. 119
Governance		
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 24-29
Coinvolgimento degli stakeholder		
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pagg. 128;141
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 14-15
Pratiche di reporting		
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 366- 389 DNF, pag. 140
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pagg. 140; 144-145
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pagg. 140; 144-145
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pagg. 132; 140
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pagg. 140; 144-145
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 140
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	https://www.eni.com/it_IT/documentazione.page documentazione
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 140
102-53	Contatti per DNF	https://www.eni.com/it_IT/sostenibilita/contatti-sostenibilita.page
102-54 / 102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pagg. 140; 143-145
102-56	Attestazione esterna	DNF, pagg. 146-149

Specific Standard disclosures

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	DESCRIZIONE Disclosure GRI	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e Chimica verde			
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF ¹ ; clienti - RNEC ²) DNF, pagg. 119-121; 139; 144	
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 22-23; 109-114 DNF, pagg. 121-125	
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF ¹ ; clienti - RNEC ²) DNF, pagg. 119-120; 121-125; 139-140; 144	
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pagg. 124-125; 140	
305-4	Intensità emissiva	DNF, pagg. 124-125; 140	
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 121-125; 139-140; 144	
302-3	Intensità energetica	DNF, pagg. 124-125; 140	
PERSONE Occupazione, Diversità e inclusione, Formazione, Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità			
Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 141; 144	
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pagg. 127-128; 141	
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 141; 144	
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pagg. 127-128; 141	
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-7)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-129; 139; 141; 144	
403-10	Malattie professionali	DNF, pagg. 127-128; 141	
Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 141; 144	
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pagg. 127-128; 141	
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 126-128; 139; 144	
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pagg. 127-128	
SICUREZZA Sicurezza delle persone e asset integrity			
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-3; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori) DNF, pagg. 119-120; 126-129; 139; 141; 144	
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pagg. 129; 141	
RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI Risorsa idrica, Biodiversità Oil spill			
Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 141-142; 144	
303-1	Prelievi idrici	DNF, pagg. 131-132; 141-142	
Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 141-142; 144	
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pagg. 131-132; 141-142	
Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 141-142; 144	
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pagg. 131-132; 141-142	

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	DESCRIZIONE Disclosure GRI	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
306-3	Sversamenti significativi	DNF, pagg. 131-132; 141-142	
Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 130-132; 139; 145	
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2019, pagg. 224-229	
DIRITTI UMANI Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura, Security			
Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF¹) DNF, pagg. 119-120; 133-134; 139; 145	
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pagg. 133-134	
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF¹) DNF, pagg. 119-120; 133-134; 139; 145	
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pagg. 133-134	
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF¹) DNF, pagg. 119-120; 133-134; 139; 145	
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pagg. 133-134	
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF¹) DNF, pagg. 119-120; 135; 139; 142; 145	
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pagg. 135; 142	
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS Trasparenza e lotta alla corruzione			
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RPEF³) DNF, pagg. 119-120; 136-139; 145	
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pagg. 136-137; 145	
ACCESSO ALL'ENERGIA, SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO-PRIVATE Diversificazione economica, Educazione e formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute			
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 137-139; 145	
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pag. 138; 142	
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-120; 137-139; 145	
413-1	Attività di coinvolgimento della comunità locale	DNF, pagg. 137-138	
LOCAL CONTENT			
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RNEF¹) DNF, pagg. 119-120; 137-139; 145	
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pagg. 137-138; 145	
INNOVAZIONE TECNOLOGICA			
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 119-125; 139; 145	

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.

(2) RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti.

(3) RPEF = Rendicontazione parzialmente estesa ai fornitori.

Relazione della Società di revisione



Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito il "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("limited assurance engagement") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 predisposta ex art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 27 febbraio 2020 (di seguito "DNF").

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

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

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

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

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

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

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 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 Giamma 72 Tel. 0805640211 - Bergamo 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035229691 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - 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 Troilo 8 Tel. 0854545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Foscolle 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

www.pwc.com/it



Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

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

Responsabilità della società di revisione

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

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

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario incluse nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel Bilancio Consolidato del Gruppo Eni;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
 - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
 - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
 - principali rischi, generati o subito connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);



5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF. In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e con il personale di Eni Pakistan Ltd, Versalis SpA, Eni Muara Bakau BV, Agiba Petroleum Co., Eni Angola SpA e Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.
- Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:
- a livello di capogruppo
 - a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare al modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
 - b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati.
 - per Eni Pakistan Ltd (Bhit Bhadra oil & gas field), Eni SpA (Centro Oli Val D'Agri – Distretto Meridionale e raffineria di Sannazzaro), Versalis SpA (stabilimento di Ravenna), Eni Muara Bakau BV (FPSO Jangkrik), Agiba Petroleum Co. (Meleiha oil & gas field), Eni Angola SpA (FPSO Ngoma e FPSO Olombendo) e Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA (stazioni di Feriana, Sbeitla, Sbikha, Korba, El Haouria), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato visite in loco nel corso delle quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.



Altri aspetti

La DNF per l'esercizio chiuso il 31 dicembre 2018, i cui dati sono presentati a fini comparativi, è stata sottoposta ad un esame limitato da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso su tale DNF una conclusione senza rilievi.

Roma, 2 Aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'G. Toselli'.

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Paolo Bersani'.

Paolo Bersani
(Procuratore)

Altre informazioni

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2019 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 56 giorni.

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 31 dicembre 2019 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: NAOC – Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Turkmenistan 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.

Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate

Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2019.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Gli sviluppi recenti relativi alla diffusione della malattia pandemica COVID-19 e all'attuale situazione di eccesso di offerta sui mercati internazionali del greggio sono descritti nei fattori di rischio e non sono riflessi nelle valutazioni di bilancio poichè trattasi di non-adjusting events.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

- | **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- | **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00653.
- | **Conversione** Processi di raffinaria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffinaria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffinaria"; più esso è elevato, più la raffinaria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- | **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- | **Emissioni di NO_x (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- | **Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.
- | **Emissioni GHG Scope 1** Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.
- | **Emissioni GHG Scope 2** Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.
- | **Emissioni GHG Scope 3** Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.
- | **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- | **Greenhouse Gases (GHG)** (GHG) Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO₂ equivalente (CO₂eq) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.
- | **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- | **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- | **Indice di efficienza operativa Eni** Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività di Eni (su base operata) ed energia prodotta, convertita per omogeneità in boe.
- | **Intensità emissiva GHG Upstream** Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 degli asset operati Upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).
- | **Materie prime di seconda e terza generazione** Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).
- | **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- | **Net-Absolute GHG Lifecycle Emissions** Emissioni complessive GHG Scope 1, Scope 2 e Scope 3 associate all'intera catena del valore dei prodotti e delle attività Eni, al netto dei carbon sink.
- | **Net Carbon Footprint** Emissioni complessive di GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni Eni, al netto dei carbon sink.
- | **Net-Carbon Intensity** Rapporto tra il net-absolute GHG Lifecycle Emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.
- | **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- | **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- | **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- | **Plasmix** Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

- | **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- | **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- | **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'investizione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.
- | **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- | **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- | **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- | **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- | **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, 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 per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- | **UN SDG** Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito <https://unsdg.un.org>
- | **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- | **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- | **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Abbreviazioni

/a	anno
bbl	barili
bbl/g	barili/giorno
boe	barili di petrolio equivalente
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno
/g	giorno
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GWh	Gigawattora
km	chilometri
mc	metri cubi

mgl	migliaia
mld	miliardi
mln	milioni
n.	numero
NGL	Natural Gas Liquids
PCA	Production Concession Agreement
ppm	parti per milione
PSA	Production Sharing Agreement
tep	tonnellate di petrolio equivalente
ton	tonnellate
TWh	Terawattora

Bilancio consolidato 2019

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

153 | BILANCIO CONSOLIDATO

Schemi di bilancio	154
Note al bilancio consolidato	162
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	260
Attestazione del management	275
Relazione della Società di revisione	276

285 | BILANCIO DI ESERCIZIO

371 | ALLEGATI

STATO PATRIMONIALE

01.01.2018			31.12.2019		31.12.2018	
Totale	di cui verso parti correlate	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
7.363		(5)	5.994		10.836	
6.219		(6)	6.760		6.552	
316	73	(16)	384	60	300	49
14.156	834	(7)	12.873	704	14.101	633
4.621		(8)	4.734		4.651	
191		(9)	192		191	
2.768	30	(10) (23)	3.972	219	2.819	71
35.634			34.909		39.450	
Attività non correnti						
63.158		(11)	62.192		60.302	
		(12)	5.349			
3.012		(13)	3.059		3.170	
1.283		(8)	1.371		1.217	
3.474		(15)	9.035		7.044	
900		(15)	929		919	
1.675	1.214	(16)	1.174	911	1.253	915
4.315		(22)	4.360		3.931	
182		(9)	173		168	
1.141	46	(10) (23)	871	181	624	160
79.140			88.513		78.628	
323		(24)	18		295	
115.097			123.440		118.373	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
2.242	164	(18)	2.452	46	2.182	661
2.286		(18)	3.156		3.601	
		(12)	889	5		
15.305	2.808	(17)	15.545	2.663	16.747	3.664
472		(9)	456		440	
4.317	60	(10) (23)	7.146	155	5.412	63
24.622			29.644		28.382	
Passività non correnti						
20.179		(18)	18.910		20.082	
		(12)	4.759	8		
13.124		(20)	14.106		11.626	
1.022		(21)	1.136		1.117	
5.937		(22)	4.920		4.272	
359		(9)	454		287	
1.443	23	(10) (23)	1.611	23	1.475	23
42.064			45.896		38.859	
87		(24)			59	
66.773			75.540		67.300	
PATRIMONIO NETTO						
49		(25)	61		57	
Patrimonio netto di Eni:						
4.005			4.005		4.005	
36.211			37.436		36.702	
4.818			7.209		6.605	
1.889			1.564		1.672	
(581)			(981)		(581)	
(1.441)			(1.542)		(1.513)	
3.374			148		4.126	
48.275			47.839		51.016	
48.324			47.900		51.073	
115.097			123.440		118.373	

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2019		2018		2017	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(28)						
Ricavi della gestione caratteristica		69.881	1.248	75.822	1.383	66.919	1.567
Altri ricavi e proventi		1.160	4	1.116	8	4.058	41
Totale ricavi		71.041		76.938		70.977	
COSTI							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(50.874)	(9.173)	(55.622)	(8.009)	(51.548)	(9.164)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(432)	28	(415)	26	(913)	
Costo lavoro	(29)	(2.996)	(28)	(3.093)	(22)	(2.951)	(34)
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	287	19	129	319	(32)	331
Ammortamenti	(11) (12) (13)	(8.106)		(6.988)		(7.483)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(2.188)		(866)		225	
Radiazioni	(11) (13)	(300)		(100)		(263)	
UTILE OPERATIVO		6.432		9.983		8.012	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
Proventi finanziari	(30)	3.087	96	3.967	115	3.924	191
Oneri finanziari	(30)	(4.079)	(36)	(4.663)	(283)	(5.886)	(4)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(30)	127		32		(111)	
Strumenti finanziari derivati	(23) (30)	(14)		(307)		837	
		(879)		(971)		(1.236)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(15) (31)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(88)		(68)		(267)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		281		1.163		335	
		193		1.095		68	
UTILE ANTE IMPOSTE		5.746		10.107		6.844	
Imposte sul reddito	(32)	(5.591)		(5.970)		(3.467)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		155		4.137		3.377	
Di competenza:							
- azionisti Eni		148		4.126		3.374	
- interessenze di terzi		7		11		3	
		155		4.137		3.377	
Utile per azione sull'utile dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(33)						
- semplice		0,04		1,15		0,94	
- diluito		0,04		1,15		0,94	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2019	2018	2017
Utile dell'esercizio		155	4.137	3.377
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(42)	(15)	(33)
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	(25)	(7)		
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	(3)	15	
Effetto fiscale	(25)	5	(2)	29
		(47)	(2)	(4)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)	604	1.787	(5.573)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita				(5)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	(679)	(243)	(6)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	(6)	(24)	69
Effetto fiscale	(25)	197	58	1
		116	1.578	(5.514)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		69	1.576	(5.518)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		224	5.713	(2.141)
Di competenza Eni:				
- azionisti Eni		217	5.702	(2.144)
- interessenze di terzi		7	11	3
		224	5.713	(2.141)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Note	Patrimonio netto di Eni								Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale		
(€ milioni)											
Saldi al 31 dicembre 2018	(25)	4.005	36.702	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.016	57	51.073
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)	(3)		(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 dell'esercizio								148	148	7	155
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Componenti non riclassificabili a conto economico											
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(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	(25)				(7)				(7)		(7)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				(3)				(3)		(3)
					(47)				(47)		(47)
Componenti riclassificabili a conto economico											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			604					604		604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(482)				(482)		(482)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(6)				(6)		(6)
				604	(488)				116		116
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				604	(535)			148	217	7	224
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)	(25)						1.513	(2.989)	(1.476)		(1.476)
Acconto sul dividendo (€0,43 per azione)	(25)						(1.542)		(1.542)		(1.542)
Attribuzione del dividendo di altre società										(4)	(4)
Destinazione utile residuo 2018			1.137					(1.137)			
Rimborso agli azionisti										(1)	(1)
Acquisto azioni proprie	(25)		(400)		400	(400)			(400)		(400)
			737		400	(400)	(29)	(4.126)	(3.418)	(5)	(3.423)
Altri movimenti di patrimonio netto											
Piano di incentivazione di lungo termine			9						9		9
Altre variazioni			(8)		27				19	2	21
			1		27				28	2	30
Saldi al 31 dicembre 2019	(25)	4.005	37.436	7.209	1.564	(981)	(1.542)	148	47.839	61	47.900

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio		
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2017		4.005	35.966	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.030	49 48.079
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)			245					245		245
Saldi al 1° gennaio 2018		4.005	36.211	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.275	49 48.324
Utile dell'esercizio								4.126	4.126	11 4.137
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Componenti non riclassificabili a conto economico										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(17)			(17)		(17)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				15			15		15
					(2)			(2)		(2)
Componenti riclassificabili a conto economico										
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			1.787				1.787		1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(185)			(185)		(185)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(24)			(24)		(24)
				1.787	(209)			1.578		1.578
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				1.787	(211)			4.126	5.702	11 5.713
Operazioni con gli azionisti										
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2017 di €0,40 per azione)	(25)					1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,42 per azione)	(25)					(1.513)		(1.513)		(1.513)
Attribuzione del dividendo di altre società									(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2017			493					(493)		
			493				(72)	(3.374)	(2.953)	(3) (2.956)
Altri movimenti di patrimonio netto										
Piano di incentivazione di lungo termine			5					5		5
Altre variazioni			(7)		(6)			(13)		(13)
			(2)		(6)			(8)		(8)
Saldi al 31 dicembre 2018	(25)	4.005	36.702	6.605	1.672	(581)	(1.513)	4.126	51.016	57 51.073

segue **PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO**

	Patrimonio netto di Eni									Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	40.367	10.319	1.832	(581)	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086
Utile dell'esercizio							3.374	3.374	3	3.377
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Componenti non riclassificabili a conto economico										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(4)				(4)		(4)
				(4)				(4)		(4)
Componenti riclassificabili a conto economico										
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(5.575)	2				(5.573)		(5.573)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale				(4)				(4)		(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(6)				(6)		(6)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				69				69		69
			(5.575)	61				(5.514)		(5.514)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			(5.575)	57			3.374	(2.144)	3	(2.141)
Operazioni con gli azionisti										
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2016 di €0,40 per azione)						1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)						(1.441)		(1.441)		(1.441)
Attribuzione del dividendo di altre società									(3)	(3)
Destinazione perdita residua 2016		(4.345)					4.345			
		(4.345)					1.464	(2.881)	(3)	(2.884)
Altri movimenti di patrimonio netto										
Altre variazioni		(56)	74					18		18
		(56)	74					18		18
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	35.966	4.818	1.889	(581)	(1.441)	3.374	48.030	49	48.079

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2019	2018	2017
Utile dell'esercizio		155	4.137	3.377
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(11) (12) (13)	8.106	6.988	7.483
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	2.188	866	(225)
Radiazioni	(11) (13)	300	100	263
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(15) (31)	88	68	267
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(170)	(474)	(3.446)
Dividendi	(31)	(247)	(231)	(205)
Interessi attivi		(147)	(185)	(283)
Interessi passivi		1.027	614	671
Imposte sul reddito	(32)	5.591	5.970	3.467
Altre variazioni		(179)	(474)	894
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		(200)	15	(346)
- crediti commerciali		1.023	334	657
- debiti commerciali		(940)	642	284
- fondi per rischi e oneri		272	(238)	96
- altre attività e passività		211	879	749
Flusso di cassa del capitale di esercizio		366	1.632	1.440
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(23)	109	38
Dividendi incassati		1.346	275	291
Interessi incassati		88	87	104
Interessi pagati		(1.029)	(609)	(582)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(5.068)	(5.226)	(3.437)
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.392	13.647	10.117
- di cui verso parti correlate	(36)	(6.356)	(2.707)	(2.843)
Investimenti:				
- attività materiali	(11)	(8.049)	(8.778)	(8.490)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(12)	(16)		
- attività immateriali	(13)	(311)	(341)	(191)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(26)	(5)	(119)	
- partecipazioni	(15)	(3.003)	(125)	(510)
- titoli strumentali all'attività operativa		(8)	(8)	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(229)	(358)	(585)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(307)	408	152
Flusso di cassa degli investimenti		(11.928)	(9.321)	(9.624)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		264	1.089	2.745
- attività immateriali		17	5	2
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(26)	187	(47)	2.662
- imposte pagate sulle dismissioni		(3)		(436)
- partecipazioni		39	195	482
- titoli strumentali all'attività operativa		17	15	1
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		178	279	493
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		95	606	(434)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		794	2.142	5.515
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa ^(a)		(279)	(357)	341
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(11.413)	(7.536)	(3.768)
- di cui verso parti correlate	(36)	(2.912)	(3.314)	(3.115)

(a) Dal 2019 Eni presenta in una voce dedicata del rendiconto finanziario l'investimento netto (investimenti meno disinvestimenti) in attività rappresentative degli impieghi temporanei di eccedenze di liquidità e in crediti finanziari a breve termine, entrambi portati a deduzione delle passività finanziarie ai fini della determinazione della posizione finanziaria netta di Gruppo in base allo schema Consob. In precedenza i flussi relativi a tali asset erano rappresentati rispettivamente nei flussi di investimento/disinvestimento relativi a titoli e crediti finanziari. Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario dei comparative periods è stato coerentemente riclassificato.

segue **RENDICONTO FINANZIARIO**

(€ milioni)	Note	2019	2018	2017
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(18)	1.811	3.790	1.842
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(18)	(3.512)	(2.757)	(2.973)
Rimborsi di passività per beni in leasing	(12)	(877)		
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(18)	161	(713)	(581)
		(2.417)	320	(1.712)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.018)	(2.954)	(2.880)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(4)	(3)	(3)
Rimborso di capitale ad azionisti terzi		(1)		
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate		(1)		
Acquisto di azioni proprie		(400)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(5.841)	(2.637)	(4.595)
- di cui verso parti correlate	(36)	(817)	16	(16)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)		7
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		8	18	(72)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		(4.861)	3.492	1.689
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	10.855	7.363	5.674
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio^(b)	(5)	5.994	10.855	7.363

(b) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2018 comprendono €19 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 | Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")¹ emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05².

Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 27 febbraio 2020, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA. La PricewaterhouseCoopers SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

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

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati con il cd. metodo dell'integrazione globale e pertanto sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti³ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁴.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2019.

(3) Secondo le disposizioni del Conceptual Framework for Financial Reporting, l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio.

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019".

ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁵. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable right and obligation) relative all'accordo. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

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 31 dicembre 2019", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione legale da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto^{6,7}.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività della partecipata; l'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long term interest (cd. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità dell'investimento netto è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione

[5] Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

[6] Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

[7] Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

residua mantenuta⁸; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁹. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value¹⁰, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value dei net asset acquisiti, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). In alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value, includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza¹¹. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza¹².

Stime contabili e giudizi significativi: partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio (fonte: Reuters – WMR).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo¹³. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla

(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

(11) L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

(12) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.

(13) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata

operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2019	Cambi al 31 dicembre 2019	Cambi medi dell'esercizio 2018	Cambi al 31 dicembre 2018	Cambi medi dell'esercizio 2017	Cambi al 31 dicembre 2017
Dollaro USA	1,12	1,12	1,18	1,15	1,13	1,20
Sterlina inglese	0,88	0,85	0,88	0,89	0,88	0,89
Dollaro australiano	1,61	1,60	1,58	1,62	1,47	1,53

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi – unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel com-

plesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificare lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; diversamente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso – proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo¹⁴ l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI BUY BACK

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement e ai contratti di buy back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produ-

zione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Stime contabili e giudizi significativi: attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) 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; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, 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.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati. Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione. Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. In particolare, ai fini dell'ammortamento,

[14] Il periodo è inteso come il trimestre.

determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente

a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili operate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

LEASING^{15,16}

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo¹⁷; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")¹⁸. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing¹⁹, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi²⁰; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo

[15] Le accounting policy in materia di leasing sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 16 "Leasing" in vigore dal 1° gennaio 2019. Come consentito dal principio contabile, le nuove disposizioni sono state applicate senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Le precedenti accounting policy in materia di leasing prevedevano essenzialmente: (i) che i beni assunti in leasing finanziario, ossia relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedevano il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, fossero iscritti, alla data di decorrenza del contratto, all'attivo patrimoniale al fair value dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del locatario, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, in contropartita al debito finanziario verso il locatore; e (ii) con riferimento ai leasing operativi, l'imputazione a conto economico dei relativi canoni lungo la durata del contratto.

[16] Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.

[17] La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

[18] Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

[19] Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti le attività upstream (drilling rig).

[20] Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata in maniera analoga al costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario²¹; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate²², delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower).

La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.

Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.

Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing.

Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei mezzi assunti in leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale ha effettuato stime contabili ed esercitato giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata del leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione

[21] I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

[22] L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione²³.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. La definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società.

Le cash generating unit possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica cash generating unit sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più cash generating unit. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della cash generating unit e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi

di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della cash generating unit, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali e, nel breve-medio termine, considera anche le previsioni degli analisti di mercato e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato.

Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società – di seguito anche "forestry"). In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, gli esborsi per iniziative di forestry²⁴ sono considerati, coerentemente al target di medio termine della strategia di decarbonizzazione, ad integrazione delle previsioni degli esborsi del settore le cui emissioni sono oggetto di offset. Allo stato, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocazione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore specifico, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom di tale settore.

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Gas & Power e al business Chimica, tenuto conto delle relative differenti rischiosità rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società comparabili, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quan-

[23] Le accounting policy adottate fino all'esercizio 2017 (ante applicazione dell'IFRS 15) prevedevano la rilevazione all'attivo patrimoniale dei costi direttamente attribuibili all'acquisizione della clientela al verificarsi di tutte le seguenti condizioni: (i) i costi capitalizzati erano determinati in maniera attendibile; (ii) esisteva un contratto vincolante per il cliente per un determinato periodo; e (iii) era probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venisse recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita, ovvero attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.

[24] Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

to questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore²⁵.

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

RIINANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc.

Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay". I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente l'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità

[25] La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

esprese, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

STRUMENTI FINANZIARI²⁶

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). L'applicazione del metodo del costo ammortizzato comporta la rilevazione a conto economico degli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, delle differenze di cambio e delle eventuali svalutazioni²⁷ (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti di utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concor-

rono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al fair value con effetti a conto economico è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model. In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della probability of default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le 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. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificata, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti²⁸.

Considerate le caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

(26) Le accounting policy relative agli strumenti finanziari sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" in vigore dal 2018; come previsto dal principio contabile, l'applicazione delle nuove disposizioni è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2018 senza restatement degli esercizi posti a confronto. Con riferimento alle fattispecie applicabili al Gruppo, le precedenti accounting policy in materia di strumenti finanziari (applicati fino all'esercizio 2017) prevedevano, essenzialmente: (i) un differente modello di classificazione delle attività finanziarie basato sulle categorie previste dallo IAS 39; (ii) la determinazione e rilevazione delle svalutazioni di attività finanziarie al verificarsi di obiettive evidenze di perdita di valore (cd. incurred loss model); e (iii) disposizioni più vincolanti per l'applicazione dell'hedge accounting (principalmente connesse alla verifica dell'efficacia della copertura).

(27) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

(28) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), l'esistenza delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, operando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).

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

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali di classificazione delle attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Diversamente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possi-

bili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, in presenza di un'obbligazione legale o implicita e della possibilità di effettuare una stima attendibile dell'onere, in contropartita alle attività a cui si riferiscono²⁹.

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale. L'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali. Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive nonché la previsione del timing degli esborsi e il loro eventuale aggiornamento, sono frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli

[29] Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo, Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power.

internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente³⁰.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti". Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passa-

ta, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni³¹. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto. Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalu-

[30] Nell'ambito delle obbligazioni ambientali assunte, non disponendosi di informazioni in merito alla prevedibile durata di esercizio non sono oggetto di accantonamento i costi, aventi natura operativa, associati alla gestione degli impianti di trattamento delle acque di falda. Al riguardo, Eni valuta periodicamente l'evoluzione delle condizioni di riferimento, ivi incluso il quadro normativo e tecnologico, al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano determinare l'attivazione di accantonamenti.

[31] Il piano di incentivazione basato su azioni attualmente in essere è stato approvato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e prevede il regolamento tramite azioni proprie.

tazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre le attività per la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute³².

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permuta tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

Stime contabili e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto principalmente delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere congruati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

COSTI

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi, sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi". I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla pro-

[32] Le accounting policy adottate fino all'esercizio 2017 (entitlement method, ante applicazione dell'IFRS 15) prevedevano che i ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori fossero iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza. In applicazione di tale metodo, le posizioni patrimoniali derivanti dal ritiro di quantità superiori o inferiori rispetto alle quote di spettanza (lifting imbalance) venivano rappresentate rispettivamente come debiti e crediti e valorizzate ai prezzi correnti alla chiusura del periodo.

gettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti e dal Consiglio di amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO

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

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio. In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il

rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni. La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.

La necessità di operare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda inoltre le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra

il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente alla cessione, la quota di partecipazione residua è valutata applicando i criteri indicati al precedente punto "Partecipazioni minoritarie", salvo che la stessa, in relazione alla classificazione attribuita, continui ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica. Se l'interruzione del piano di vendita riguarda una controllata, una joint operation, una joint venture o una collegata, ovvero una quota di partecipazione in una joint venture o in una collegata, sono rideterminati i valori presentati in bilancio sin dal momento della classificazione come held for sale/discontinued operation.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).

La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione. Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzano l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 | Schemi di bilancio³³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura³⁴. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente

[33] Gli impatti sugli schemi di bilancio connessi con l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2019 dei nuovi principi contabili, nonché quelli connessi alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, sono indicati alla nota n. 3 – Modifiche dei criteri contabili.

[34] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

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

3 | Modifiche dei criteri contabili

A partire dal 1° gennaio 2019 Eni ha applicato l'IFRS 16 "Leasing" (di seguito IFRS 16), omologato con il Regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017, che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali locatari (lessee). Diversamente, ai fini della redazione del bilancio dei locatori (lessor), è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee che per i lessor.

Con riferimento agli schemi di bilancio del locatario, a partire dal 1° gennaio 2019:

- nello stato patrimoniale, sono rilevati il right-of-use asset e la lease liability e presentati in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, sono rilevati, tra i costi operativi, gli ammortamenti e le eventuali svalutazioni/radiazioni dell'attività per diritto di utilizzo e, nella sezione finanziaria, gli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi precedentemente rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni dello IAS 17. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Inoltre, il conto economico include: (i) i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata e di modico valore; (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato); e (iii) quando oggetto di separazione, le eventuali non-lease component presenti;
- nel rendiconto finanziario, i rimborsi della quota capitale della lease liability sono classificati all'interno del flusso di cassa netto da

attività di finanziamento, mentre gli interessi passivi sono classificati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset³⁵. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 comporta un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione³⁶; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; e (c) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

L'applicazione delle nuove disposizioni ha interessato la maggior parte delle realtà del Gruppo; in termini di valori e/o di volumi, le principali fattispecie sono state rappresentate: (i) per il settore Exploration & Production, dai contratti di leasing dei mezzi di perforazione (drilling rig) e dei mezzi navali di produzione e stoccaggio (cd. Floating production storage and offloading – FPSO); (ii) per il settore Refining & Marketing e Chimica, dalle concessioni autostradali, dalle locazioni di terreni, dalle locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché dal parco auto dedicato al business del car sharing (enjoy); (iii) per il settore Gas & Power, dalle locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e di strutture di logistica per la distribuzione gas, nonché dai contratti di tolling; (iv) per le strutture Corporate, dai contratti di affitto degli immobili.

L'IFRS 16 è stato applicato dal 1° gennaio 2019, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (in applicazione del cd. modified retrospective approach). In particolare, l'adozione dell'IFRS 16 ha comportato la rilevazione di right-of-use asset per €5,7 miliardi e di lease liability per €5,8 miliardi; quest'ultima include anche i debiti per lease fee outstanding al 1° gennaio 2019, classificati come commerciali ante IFRS 16. Detti impatti tengono conto dell'applicazione delle indicazioni dell'IFRS Interpretations Committee, che nei casi di joint operation non incorporate prevedono la rilevazione del 100% della lease liability da parte dell'operatore che, avendo sottoscritto il contratto di leasing, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore. In dette fattispecie, quando sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, Eni è considerata "primary responsible", è prevista la rilevazione: (i) nel passivo, del 100% della lease liability; e (ii) nell'attivo del 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere

[35] I pagamenti per diritti d'utilizzo di beni in leasing effettuati, a titolo di anticipo, anteriormente alla commencement date del contratto di leasing, sono classificati all'interno del flusso di cassa netto da attività di investimento.

[36] Il flusso di cassa netto da attività operativa include inoltre: (i) gli esborsi per canoni di leasing di breve durata e di modico valore; (ii) gli esborsi per canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability; e (iii) gli esborsi relativi a non-lease component.

con i follower. In particolare, con riferimento alla lease liability rilevata al 1° gennaio 2019, la componente corrispondente al working interest dei follower corrisponde ad un importo di €2,0 miliardi, determinandosi in €3,7 miliardi quella corrispondente al working interest di Eni.

In sede di prima applicazione, Eni si è avvalsa dei seguenti espedienti pratici e/o opzioni previsti dal principio contabile:

- possibilità di non riesaminare ogni contratto già esistente al 1° gennaio 2019, applicando l'IFRS 16 ai contratti precedentemente identificati come leasing (ex IAS 17 e IFRIC 4) e non applicando l'IFRS 16 ai contratti che non erano classificati come leasing;
- possibilità, con riferimento ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi, di rilevare l'attività per diritto di utilizzo ad un importo corrispondente alla lease liability, rettificato, ove necessario,

per tener conto di eventuali importi prepagati già rilevati nello stato patrimoniale;

- possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto di utilizzo al 1° gennaio 2019 avuto riguardo all'eventuale esistenza, al 31 dicembre 2018, di fondi per contratti onerosi;
- possibilità di non considerare i costi diretti iniziali nella determinazione del valore d'iscrizione delle attività per diritto di utilizzo al 1° gennaio 2019.

Inoltre, in sede di transizione, Eni non si è avvalsa della facoltà di assimilare i leasing che presentavano una durata residua al 1° gennaio 2019 inferiore a 12 mesi ai leasing di breve durata.

Gli effetti quantitativi e le riclassifiche derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2019, dell'IFRS 16 sono di seguito riportati:

(€ milioni)	Dati al 31.12.2018	Applicazione IFRS 16	Riclassifiche IFRS 16	Totale effetti prima applicazione	Dati riesposti 01.01.2019
Voci di bilancio					
Attività correnti	39.450		(12)	(12)	39.438
- di cui: Crediti commerciali e altri crediti	14.101		(12)	(12)	14.089
Attività non correnti	78.628	5.656	(13)	5.643	84.271
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	60.302		(46)	(46)	60.256
- di cui: Diritto di utilizzo beni in leasing		5.656	33	5.689	5.689
Attività destinate alla vendita	295		13	13	308
Passività correnti	28.382	665	(15)	650	29.032
- di cui: Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.601		(16)	(16)	3.585
- di cui: Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		665	129	794	794
- di cui: Debiti commerciali e altri debiti	16.747		(128)	(128)	16.619
Passività non correnti	38.859	4.991	(10)	4.981	43.840
- di cui: Passività finanziarie a lungo termine	20.082		(36)	(36)	20.046
- di cui: Passività per beni in leasing a lungo termine		4.991	26	5.017	5.017
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	59		13	13	72

Di seguito è fornita la riconciliazione tra l'ammontare dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018, attualizzati al tasso di finanziamento incremen-

tale del locatario applicato in sede di prima applicazione dell'IFRS 16, e il saldo di apertura della lease liability al 1° gennaio 2019:

(€ miliardi)	
Pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018	4,0
- Rilevazione delle quote di leasing riferibili ai follower	2,0
- Effetto attualizzazione	(1,5)
- Estensione contratti	1,2
- Altre variazioni	0,1
Lease liability al 1° gennaio 2019	5,8

La media ponderata del tasso di attualizzazione applicato alle lease liability rilevate nello stato patrimoniale al 1° gennaio 2019 è pari al 6,8%. Inoltre a partire dal 1° gennaio 2019 sono entrate in vigore anche:

(i) le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture", omologate con il Regolamento n. 2019/237 emesso dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2019, volte a

chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche ai crediti concessi a società collegate o joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest) che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi;

(ii) l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito", omologato con il Regolamento n. 2018/1595 emesso dalla Commissione Europea in data 23 ottobre 2018, contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. In particolare, in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi sui criteri di valutazione delle imposte sul reddito. Con riferimento alla rappresentazione negli schemi di bilancio, si segnala che, nel settembre 2019, l'IFRS Interpretations Committee ha evidenziato che le uncertain tax asset/liability sono da rappresentarsi nelle voci che accolgono le attività e passività per imposte sul reddito e non in altre poste di bilancio. In questa prospettiva, rientrando nelle fattispecie delle uncertain tax liability anche gli accantonamenti operati per contenziosi in materia di imposte sul reddito, le passività correlate a contenziosi tributari per imposte sul reddito sono state riclassificate dalla voce "Fondi per rischi e oneri" alla nuova voce "Passività per imposte sul reddito" inserita nella sezione non corrente dello stato patrimoniale. Inoltre, lo schema di stato patrimoniale è stato integrato per prevedere, nella sezione non corrente, anche la nuova voce "Attività per imposte sul reddito", al fine di presentare in voci specifiche e non residuali le attività non correnti relative a imposte sul reddito (e diverse dalle imposte anticipate)³⁷.

Infine, a partire dall'esercizio 2019, nello schema di stato patrimoniale, sono state eliminate le voci "Attività per altre imposte correnti" e "Passività per altre imposte correnti" e i relativi saldi sono stati riclassificati all'interno delle voci "Altre attività" e "Altre passività" della sezione corrente. Questa nuova articolazione è stata effettuata in quanto la separata presentazione non è ritenuta rilevante ai fini della comprensione della situazione patrimoniale del Gruppo.

La rilevanza delle riclassifiche effettuate nello schema di stato patrimoniale, sopra descritte, ha comportato la necessità di presentare anche i dati al 1° gennaio 2018.

4 | Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALL'IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2019/2075 emesso dalla Commissione Europea in data 29 novembre 2019 sono state omologate le modifiche agli IFRS "Modifiche ai riferimenti al Quadro concettuale negli IFRS" (di seguito

modifiche agli IFRS), essenzialmente di natura tecnica e redazionale, volte a recepire il nuovo framework di riferimento degli IFRS (cd. Conceptual Framework for Financial Reporting). Le modifiche agli IFRS sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

Con il Regolamento n. 2019/2104 emesso dalla Commissione Europea in data 29 novembre 2019 sono state omologate le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 "Definizione di rilevante" (di seguito modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8), volte a chiarire, e a rendere uniforme all'interno degli IFRS e di altre pubblicazioni, la definizione di "rilevante" con la finalità di supportare le imprese in sede di formulazione di giudizi in merito alla rilevanza di un'informazione. In particolare, un'informazione deve considerarsi rilevante se si può ragionevolmente presumere che il relativo occultamento, omissione o errata presentazione influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni sulla base dello stesso. Le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

Con il Regolamento n. 2020/34 emesso dalla Commissione Europea in data 15 gennaio 2020 sono state omologate le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7 contenute nel documento "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse" (di seguito modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7), volte a fornire delle esenzioni temporanee dall'applicazione di alcune disposizioni in materia di hedge accounting per tutte le relazioni di copertura impattate direttamente dalla riforma sui tassi di interesse benchmark. Le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39 e all'IFRS 7 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALL'IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

In data 22 ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 3 "Business Combinations" (di seguito modifiche all'IFRS 3), volte a fornire chiarimenti sulla definizione di business. Le modifiche all'IFRS 3 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito modifiche allo IAS 1), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

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

[37] In precedenza i crediti e debiti per imposte sul reddito, presentati nella sezione non corrente dello stato patrimoniale, erano inclusi, rispettivamente, nelle voci relative alle altre attività/passività non correnti.

5 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €5.994 milioni (€10.836 milioni al 31 dicembre 2018) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 90 giorni per €3.984 milioni (€8.732 milioni al 31 dicembre 2018) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in dollari USA e rappresentano l'impiego sul mercato del-

la liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di circa €198 milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro di €3.086 milioni è di 9 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,22%; la scadenza media dei depositi in dollari USA di €864 milioni è di 8 giorni e il tasso di interesse effettivo è l'1,95%.

6 | Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.462	1.083
Altri titoli	5.298	5.469
	6.760	6.552

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di ri-

schio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.347 milioni (€1.301 milioni al 31 dicembre 2018).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Euro	4.272	4.573
Dollaro USA	2.279	1.614
Altre valute	209	365
	6.760	6.552

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
<i>Tasso fisso</i>				
Italia	734	743	Baa3	BBB
Cile	177	181	A1	A+
Altri(*)	216	224	da Aaa a Baa1	da AAA a BBB+
	1.127	1.148		
<i>Tasso variabile</i>				
Italia	126	126	Baa3	BBB
Germania	106	106	Aaa	AAA
Altri(*)	81	82	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB
	313	314		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.440	1.462		
Altri titoli				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.183	1.212	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	862	879	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
Altri titoli	105	106	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	2.150	2.197		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.530	1.535	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.116	1.122	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	444	444	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	3.090	3.101		
Totale Altri titoli	5.240	5.298		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.680	6.760		

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €6.219 milioni e di livello 2 per €541 milioni. Nel corso dell'esercizio 2019 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

7 | Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Crediti commerciali	8.519	9.520
Crediti per attività di disinvestimento	30	122
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	2.637	3.024
Crediti verso altri	1.687	1.435
	12.873	14.101

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

Il decremento dei crediti commerciali di €1.001 milioni è riferito al settore Gas & Power per €874 milioni in relazione alla flessione dei prezzi e dei volumi venduti di gas nel quarto trimestre 2019 rispetto al corrispondente periodo 2018.

Al 31 dicembre 2019 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2020 per €1.782 milioni (€1.769 milioni nell'esercizio 2018 con scadenza 2019). Le cessioni 2019 hanno riguardato crediti relativi al settore

Gas & Power per €1.369 milioni e al settore Refining & Marketing e Chimica per €413 milioni.

I crediti per attività di disinvestimento sono diminuiti di €92 milioni nel corso dell'esercizio per effetto dell'incasso dell'ultima rata di €123 milioni relativa alla cessione dell'interest del 10% dell'asset Zohr in Egitto a BP avvenuta nel 2017.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €1.052 milioni (€977 milioni al 31 dicembre 2018) ed è relativa al recupero della quota dei costi d'investimento di competenza dei joint operator in progetti

petroliferi operati da Eni nei confronti: (i) della società di Stato NNPC per €764 milioni (€681 milioni al 31 dicembre 2018) di cui circa il 70% scaduti. La quota scaduta è oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement" concordato tra le parti che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento dello scaduto in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. L'attuazione di tale piano ha consentito di recuperare in due anni circa il 45% dell'ammontare. Il credito residuo a fine esercizio è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione; (ii) di una società petrolifera locale per l'ammontare di circa €113 milioni 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. Sono in corso iniziative per la definizione di un piano di rientro. Un credito di ammontare equivalente è stato invece riclassificato tra le attività non correnti in forza della definizione di un piano di rientro basato sull'attribuzione a Eni degli incassi della vendita delle produzioni di

spettanza di tale partner. Questo credito è stato considerato in bonis considerato che la produzione è operata da Eni.

I crediti verso altri comprendono per €373 milioni (€300 milioni al 31 dicembre 2018) 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 delle 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. 16 – Altre attività finanziarie.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €6.303 milioni e €5.480 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Clienti Eni gas e luce	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
31.12.2019						
Clienti business	1.922	2.882	840	1.396		7.040
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.201	472	244	2.710		4.627
Altre controparti	1.646	103	381	217	2.105	4.452
Valore lordo	4.769	3.457	1.465	4.323	2.105	16.119
Fondo svalutazione	[13]	[4]	[16]	[2.547]	[666]	[3.246]
Valore netto	4.756	3.453	1.449	1.776	1.439	12.873
Expected loss [% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte]	0,3	0,1	1,1	58,9	31,6	20,1
31.12.2018						
Clienti business	2.454	3.585	1.152	1.350		8.541
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.292	157	672	2.217		4.338
Altre controparti	1.494	77	156	271	2.374	4.372
Valore lordo	5.240	3.819	1.980	3.838	2.374	17.251
Fondo svalutazione	[9]	[3]	[44]	[2.237]	[857]	[3.150]
Valore netto	5.231	3.816	1.936	1.601	1.517	14.101
Expected loss [% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte]	0,2	0,1	2,6	62,5	36,1	18,3

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi sulla base di un processo di affidamento individuale o di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti commerciali diverse dalle National Oil Companies (NOC) e pubbliche amministrazioni, oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti correnti e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, contestazioni, ecc.); (iii) presenza di elementi mitiganti il rischio controparte (quali forme di securitization, assicurazioni del rischio, garanzie di terzi); (iv) eventuali ulteriori informazioni qualitative raccolte dalle funzioni commerciali dei singoli business e da info-provider specialistici; (v) andamento del settore di riferimento. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità

del portafoglio correnti e forward looking. La loss given default (LGD) di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali; per i clienti in default sono utilizzate stime basate sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.

Per le controparti National Oil Company, partner di Eni nei progetti Oil & Gas, e pubbliche amministrazioni 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, mentre la LGD è stimata sulla base delle medie storiche dei ritardi di pagamento, valorizzando in sostanza il time value tenuto conto delle forme di securitization in essere che possono comportare una mitigazione della stima della LGD. In caso di particolari situazioni di mercato e di crisi finanziarie "sovereign", la expected loss delle NOC è oggetto di re-rating sulla base dell'osservazione em-

pirica maturata nei casi di ristrutturazioni dei debiti sovrani con particolare riferimento al settore dell'energia.

Per la clientela Eni gas e luce la determinazione delle classi di rischio e della relativa expected loss è effettuata per cluster omogenei di clientela sulla base delle esperienze passate in termini di incasso, sistematicamente

aggiornate e integrate, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito dei cluster delle controparti. L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela retail del settore Gas & Power sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

(€ milioni)	Non scaduti	Scaduti				Totale
		da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	
31.12.2019						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	991	105	60	86	376	1.618
- Middle	93	29	4	14	263	403
- Altri	76	3	1	2	2	84
Valore lordo	1.160	137	65	102	641	2.105
Fondo svalutazione	(16)	(27)	(26)	(49)	(548)	(666)
Valore netto	1.144	110	39	53	93	1.439
Expected loss (%)	1,4	19,7	40,0	48,0	85,5	31,6
31.12.2018						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	575	49	34	64	554	1.276
- Middle	449	43	13	29	349	883
- Altri	207	2	1	2	3	215
Valore lordo	1.231	94	48	95	906	2.374
Fondo svalutazione	(20)	(18)	(18)	(56)	(745)	(857)
Valore netto	1.211	76	30	39	161	1.517
Expected loss (%)	1,6	19,1	37,5	58,9	82,2	36,1

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €2.914 milioni (€3.072 milioni al 31 dicembre 2018):

(€ milioni)	2019	2018
Fondo svalutazione iniziale	3.150	2.639
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)		427
	3.150	3.066
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	95	126
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	525	372
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(119)	(189)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(484)	(532)
Altre variazioni	79	307
Fondo svalutazione finale	3.246	3.150

Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti al settore Gas & Power per €67 milioni (€108 milioni nel 2018) e riguardano principalmente la clientela retail; nel settore Exploration & Production gli accantonamenti di €23 milioni (€16 milioni nel 2018) riguardano crediti verso i joint operator – società petrolifere di Stato o international oil company – in progetti petroliferi operati da Eni per chiamate fondi.

Gli accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti al settore Exploration & Production per €339 milioni (€291 milioni nel 2018) e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator in progetti petroliferi operati da Eni.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €603 milioni (€721 milioni nel 2018) sono riferiti al settore Gas & Power per €385 milioni (€613 milioni nel 2018) e riguardano utilizzi a fronte oneri per €344 milioni (€579 milioni nel 2018) riferiti principalmente alla clientela retail. Le azioni messe in atto dalla società per mitigare il rischio controparte, compresa la maggiore selettività in fase di acquisizione clienti, hanno consentito di ridurre a livelli fisiologici l'incidenza dell'unpaid sul fatturato retail. Gli utilizzi nel settore Exploration & Production di €177 milioni (€66 milioni nel 2018) sono relativi ai progressi registrati nelle azioni di recupero di crediti in sofferenza per chiamate fondi.

Le svalutazioni nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti al fondo svalutazione	(620)	(498)
Perdite su crediti	(45)	(37)
Utilizzi per esubero	233	120
	(432)	(415)

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

8 | Rimanenze e Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Materie prime, sussidiarie e di consumo	950	889
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.477	1.451
Prodotti finiti e merci	2.284	2.274
Lavori in corso su ordinazione	8	
Certificati e diritti di emissione	15	37
Totale rimanenze correnti	4.734	4.651

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere, i catalizzatori e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.

I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferiti al settore Exploration & Production per €1.359 milioni (€1.334 milioni al 31 dicembre 2018).

I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €1.467 milioni (€1.543 milioni al 31 dicembre 2018) e prodotti chimici per €547 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018).

I certificati e diritti di emissione sono valutati al fair value determinato

sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1. Rimanenze di magazzino per €95 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €377 milioni (€578 milioni al 31 dicembre 2018).

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €1.371 milioni (€1.217 milioni al 31 dicembre 2018), sono possedute da società italiane per €1.353 milioni (€1.200 milioni al 31 dicembre 2018) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

9 | Attività e passività per imposte sul reddito

(€ milioni)	31.12.2019				31.12.2018			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente
Imposte sul reddito	192	173	456	454	191	168	440	287

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito. Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per conteziosi e contestazioni pendenti con

le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €362 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2018).

10 | Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2019				31.12.2018			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente	Non corrente
Fair value su strumenti finanziari derivati	2.573	54	2.704	50	1.594	68	1.445	40
Passività da contratti con la clientela			1.669	456			1.108	518
Attività e passività relative ad altre imposte	766	223	1.411	63	561	254	1.432	34
Altre	633	594	1.362	1.042	664	302	1.427	883
	3.972	871	7.146	1.611	2.819	624	5.412	1.475

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte sono riferite a crediti IVA per €742 milioni, di cui €557 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€608 milioni al 31 dicembre 2018, di cui €383 correnti).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas preparato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long term per €174 milioni (€26 milioni al 31 dicembre 2018); l'incremento è motivato da opportunità di ottimizzazione del portafoglio che hanno determinato l'attivazione della clausola take-or-pay con previsione di recupero dei volumi sottostanti oltre il prossimo esercizio; (ii) crediti non correnti per attività di investimento per €11 milioni (€9 milioni al 31 dicembre 2018).

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 €1.228 milioni (€716 milioni al 31 dicembre 2018) in relazione al finanziamento delle attività di sviluppo delle

riserve nell'ambito dei Concession Agreement 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 €64 milioni (€66 milioni al 31 dicembre 2018) e alla quota a lungo termine per €455 milioni (€518 milioni al 31 dicembre 2018).

Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €917 milioni (€1.004 milioni al 31 dicembre 2018).

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €628 milioni (€636 milioni al 31 dicembre 2018) e passività per IVA per €311 milioni (€359 milioni al 31 dicembre 2018).

Le altre passività non correnti comprendono depositi cauzionali ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €231 milioni (€233 milioni al 31 dicembre 2018).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

11 | Immobili, impianti e macchinari

	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilitazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
[€ milioni]							
2019							
Valore iniziale netto	1.274	42.856	3.901	1.267	9.195	1.809	60.302
Investimenti	12	144	223	508	6.170	992	8.049
Capitalizzazione ammortamenti				14	202		216
Ammortamenti (*)	(60)	(6.435)	(537)				(7.032)
Riprese di valore	44	65	69		65	139	382
Svalutazioni	(47)	(659)	(500)		(669)	(537)	(2.412)
Radiazioni			(5)	(216)	(49)		(270)
Cessioni	(1)	(3)	(1)	(22)	(80)	(6)	(113)
Differenze di cambio da conversione	2	815	21	24	181	1	1.044
Rilevazione iniziale e variazione stima		2.028		25	21		2.074
Trasferimenti	42	7.568	597	(42)	(7.526)	(639)	
Altre variazioni	(48)	113	(136)	5	(98)	116	(48)
Valore finale netto	1.218	46.492	3.632	1.563	7.412	1.875	62.192
Valore finale lordo	4.067	144.789	28.191	1.563	11.406	2.799	192.815
Fondo ammortamento e svalutazione	2.849	98.297	24.559		3.994	924	130.623
2018							
Valore iniziale netto	1.313	45.782	3.877	1.371	9.469	1.346	63.158
Investimenti	18	432	173	330	6.947	878	8.778
Ammortamenti (*)	(65)	(6.012)	(529)				(6.606)
Riprese di valore	41	299	86				426
Svalutazioni	(61)	(477)	(73)		(548)	(117)	(1.276)
Radiazioni		(12)	(1)	(66)	(4)	(1)	(84)
Cessioni	(2)	(400)	(9)	(32)	(198)	2	(639)
Differenze di cambio da conversione	2	1.623	36	53	385	(1)	2.098
Variazione dell'area di consolidamento	1	(4.388)	32	(58)	(474)	10	(4.877)
Trasferimenti	81	6.795	461	(294)	(6.501)	(542)	
Altre variazioni	(54)	(786)	(152)	(37)	119	234	(676)
Valore finale netto	1.274	42.856	3.901	1.267	9.195	1.809	60.302
Valore finale lordo	4.060	135.467	27.516	1.267	12.559	2.415	183.284
Fondo ammortamento e svalutazione	2.786	92.611	23.615		3.364	606	122.982

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

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €93 milioni (€52 milioni nel 2018) riferiti al settore Exploration & Production per €71 milioni (€37 milioni nel 2018). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,6% e il 2,8% (2,3% e 2,4% al 31 dicembre 2018).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €6.889 milioni (€7.757 milioni nel 2018) e comprendono bonus dell'ammontare di €400 milioni riferiti all'acquisizione riserve proved e unproved in un campo di produzione già partecipato negli Stati Uniti, all'in-

gresso in permessi in fase di sviluppo in Algeria e al bonus residuo per il completamento dell'ingresso in una concessione negli Emirati Arabi Uniti; pertanto, una parte di tali investimenti incrementa la voce unproved mineral interest.

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2018:

[%]	
Fabbricati	2 - 10
Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	UOP
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	4 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attrezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Le informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite essenzialmente ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €976 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production in relazione al decremento della curva dei tassi di attualizzazione e dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €4.560 milioni l'avanzamento dell'attività di svi-

luppo delle riserve principalmente in Egitto, Messico, Libia, Ghana e Angola. Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi completati e in attesa di esito a pozzi esplorativi di successo per €46 milioni principalmente in Egitto e Angola; (ii) radiazioni per €183 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Australia, Kazakhstan, Pakistan, Cina e Regno Unito.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.246 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €317 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	1.101	1.263	1.684
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	368	235	451
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(183)	(61)	(217)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(46)	(297)	(278)
Cessioni	(15)	(6)	(199)
Variazione dell'area di consolidamento		(58)	
Riclassifica ad attività destinate alla vendita		(24)	
Differenze cambio da conversione	21	49	(178)
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	1.246	1.101	1.263

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2019		2018		2017	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	185	7,7	111	7,0	222	8,0
- da 1 a 3 anni	171	6,4	87	2,9	241	3,9
- oltre 3 anni	890	26,4	903	24,2	800	21,4
	1.246	40,5	1.101	34,1	1.263	33,3
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	185	7,7	111	7,0	148	5,9
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	556	11,3	217	4,7	261	4,7
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	505	21,5	773	22,4	854	22,7
	1.246	40,5	1.101	34,1	1.263	33,3

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€505 milioni) comprendono un solo ammontare significativo relativo ai costi esplorativi sostenuti per la scoperta Mamba nell'Area 4 offshore del Mozambico per la quale i partner della venture stanno completando le attività per la decisione finale di investimento (FID). Gli altri costi sospesi si riferiscono a iniziative in corso nei principali paesi di pre-

senza (Nigeria, Angola, Congo ed Egitto), nessuna delle quali però rappresenta un ammontare singolarmente significativo.

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

	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
(€ milioni)								
2019								
Valore iniziale	769	921	77	103	77	29	502	2.478
Investimenti				97	135	1	23	256
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(533)		65	(27)				(495)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(4)	(14)	(99)	(12)		(129)
Differenze di cambio da conversione	17	18	1	3	2	1	10	52
Valore finale	253	939	139	162	115	19	535	2.162
2018								
Valore iniziale	1.162	825	192	99	105	7		2.390
Investimenti	26	56				23	487	592
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(429)		(76)					(505)
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(32)		(44)		(32)	(2)		(110)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	42	40	5	4	4	1	15	111
Valore finale	769	921	77	103	77	29	502	2.478

Gli unproved mineral interest comprendono €874 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 €1.184 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 e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come dettagliatamente descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale. L'impairment test dell'asset ha confermato la tenuta del valore di libro anche considerando uno stress test che assume possibili ritardi nell'avvio dello sviluppo.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €18.226 milioni e €16.471 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing per €241 milioni.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €112 milioni (€125 milioni al 31 dicembre 2018). Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Attività in concessione.

12 | Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
Prima applicazione IFRS 16	3.294	346	569	462	7	720	43	215	5.656
Riclassifiche da attività materiali				30				16	46
Riclassifica ad attività destinate alla vendita								(13)	(13)
Valore netto al 01.01.2019	3.294	346	569	492	7	720	43	218	5.689
Incrementi	32	192	219	54	1	108	22	56	684
Ammortamenti ^(*)	(240)	(224)	(272)	(61)	(1)	(115)	(23)	(63)	(999)
Svalutazioni				(13)				(28)	(41)
Differenze di cambio da conversione	67	6	4	2		3		3	85
Altre variazioni		(7)	(23)	(14)	(1)	(9)	(10)	(5)	(69)
Valore netto al 31.12.2019	3.153	313	497	460	6	707	32	181	5.349
Valore lordo al 31.12.2019	3.393	528	757	532	7	806	54	274	6.351
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019	240	215	260	72	1	99	22	93	1.002

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

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito: (i) per €3.895 milioni al settore Exploration & Production e riguarda principalmente i leasing operativi di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e del Blocco 15/06 West e East hub in Angola della durata compresa tra i 10 e 18 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) per €512 milioni al settore Refining & Marketing e Chimica e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché il parco auto dedicato al business del car sharing; (iii) per €365 milioni al settore Gas & Power e riguarda le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e di strutture di logistica per la distribuzione gas; (iv) per €577 milioni al settore Corporate e

Altre attività e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di circa €2,1 miliardi relativo a una unità navale FPSO da utilizzare per lo sviluppo dell'Area 1 in Messico. L'asset è previsto entrare nelle disponibilità del Gruppo come RoU nel 2021 con una durata del contratto fino al 2040; (ii) un contratto del valore nominale di €438 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €297 milioni; (ii) stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €155 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di locazione di un terreno per €60 milioni e di asset a servizio del business upstream per €84 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
Prima applicazione IFRS 16	665	4.991	5.656
Riclassifiche	132	36	168
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(3)	(10)	(13)
Valore al 01.01.2019	794	5.017	5.811
Incrementi		668	668
Decrementi	(875)	(2)	(877)
Differenze di cambio da conversione	10	77	87
Altre variazioni	960	(1.001)	(41)
Valore al 31.12.2019	889	4.759	5.648

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.976 milioni 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. Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pa-

gamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €877 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €347 milioni; (iii) il diritto di utilizzo prepagato di beni in locazione per €16 milioni.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019
Altri ricavi e proventi	
- proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	6
	6
Acquisti, prestazioni e costi diversi	
- leasing di breve durata	115
- leasing di modico valore	39
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	16
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)
	168
Ammortamenti e svalutazioni	
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	999
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(210)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	41
	830
Proventi (oneri) finanziari	
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(378)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	17
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	(6)
	(367)

13 | Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
2019						
Valore iniziale netto	1.081	221	584	1.886	1.284	3.170
Investimenti	78	23	210	311		311
Ammortamenti	(81)	(93)	(117)	(291)		(291)
Svalutazioni	(19)		(72)	(91)	(26)	(117)
Radiazioni	(28)	(1)	(1)	(30)		(30)
Differenze di cambio da conversione	18		1	19	3	22
Altre variazioni	(18)	45	(37)	(10)	4	(6)
Valore finale netto	1.031	195	568	1.794	1.265	3.059
Valore finale lordo	1.748	1.597	4.373	7.718		
Fondo ammortamento e svalutazione	717	1.402	3.805	5.924		
2018						
Valore iniziale netto	995	240	486	1.721	1.204	2.925
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)			87	87		87
Valore iniziale netto riesposto	995	240	573	1.808	1.204	3.012
Investimenti	133	28	180	341		341
Ammortamenti	(71)	(87)	(226)	(384)		(384)
Svalutazioni			(16)	(16)		(16)
Radiazioni	(15)		(1)	(16)		(16)
Differenze di cambio da conversione	39			39	8	47
Variazione dell'area di consolidamento			74	74	46	120
Altre variazioni		40		40	26	66
Valore finale netto	1.081	221	584	1.886	1.284	3.170
Valore finale lordo	1.686	1.534	4.188	7.408		
Fondo ammortamento e svalutazione	605	1.313	3.604	5.522		

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il commitment del management nell'iniziativa. Gli inve-

stimenti riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi principalmente negli Emirati Arabi Uniti, in Mozambico, in Messico e in Indonesia.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Diritti esplorativi proved	291	357
Diritti esplorativi unproved	709	684
Altri diritti esplorativi	31	40
	1.031	1.081

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le altre attività immateriali riguardano: (i) attività per acquisizione di clientela nel business retail gas di €226 milioni (€166 milioni al 31 di-

cembre 2018); (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €102 milioni (€151 milioni al 31 dicembre 2018) ed includono diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €30 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2018); (iii) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2018:

[%]	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP - 33
Diritti di trasporto del gas naturale	3
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	25 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.454 milioni. Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Gas & Power	981	977
Exploration & Production	190	187
Refining & Marketing e Chimica	93	119
Altre attività	1	1
	1.265	1.284

La svalutazione del goodwill è riferita alla linea di business Chimica e riguarda le attività di sviluppo, industrializzazione, licensing di tecnologie e processi bio-chimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili. Le altre variazioni relative al goodwill riguardano l'acquisizione della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Mercato Gas Italia	839	835
Mercato Gas Europeo	142	142
	981	977

Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

Al fine di verificare la tenuta del valore di libro della CGU Mercato Gas Italia compreso l'ammontare del goodwill allocato, ne è stato determinato il valore d'uso considerando i margini delle vendite al solo mercato retail (escludendo i margini wholesale sulle vendite ai clienti industriali, grossisti e termoelettrici). Tale stima ha considerato i flussi di cassa della CGU in oggetto desunti dal piano quadriennale approvato dal management e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi così determina-

ti sono stati attualizzati al WACC post-tax Gas & Power rettificato per il rischio paese pari al 5,3% per l'Italia. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Non vi sono ipotesi realistiche di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di €1.701 milioni del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo è relativo per €95 milioni alla società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) che opera in Francia e per €45 milioni all'acquisizione 2018 della quota residua del 51% della società greca Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, già partecipata con il 49%. Anche in questo caso l'impairment review eseguita con una metodologia analoga alla CGU Mercato Gas Italia conferma i valori di libro della CGU del mercato Francia e del mercato Grecia, compreso il goodwill ad essi allocato, al WACC paese del 5,9% per la Francia e del 6,2% per la Grecia.

14 | Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state rilevate. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use – "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit – "CGU"). Le principali CGU dei settori di business Eni sono: (i) nel settore Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, le CGU alle quali sono state allocate i goodwill da acquisizioni e altre attività relative all'acquisizione dei clienti (mercato retail Italia e altri mercati esteri), le centrali per la produzione di energia elettrica, i gasdotti internazionali e altre attività minori; (iii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie e gli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete); (iv) nel business Chimica le linee di attività intermedi, polietilene, stirenici, elastomeri e biotech.

Dal 2019, a seguito dell'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 16 in materia di lease, il valore di libro delle CGU identificate comprende le attività per diritti di utilizzo di beni in leasing (right-of-use o RoU) strumentali alla generazione dei flussi di cassa delle CGU di cui sono parte. I flussi di cassa delle CGU alle quali sono stati allocati i RoU escludono i rimborsi della lease liability in coerenza con la valutazione unlevered utilizzata per i capital project. I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della Società.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: (a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve tenuto conto delle scadenze contrattuali dei titoli e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; (b) per le CGU dei business Refining & Marketing e Chimica e per le CGU G&P aventi vita utile definita (es. le centrali di produzione di energia elettrica), sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a

zero; (iii) nella previsione dei costi operativi si considerano gli oneri che si prevede di sostenere per la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale, al GNL, all'energia elettrica e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

I fondamentali del mercato petrolifero continuano a rimanere deboli a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta, alimentato dalla crescita delle produzioni di tight oil USA, dei segnali di un mutato atteggiamento dei Paesi aderenti all'accordo OPEC+ che fanno presumere l'abbandono della politica di sostegno dei prezzi, nonché per le incertezze sulla solidità della ripresa economica globale esposta a un ampio spettro di rischi (geopolitici, evoluzione della "trade dispute" tra USA e Cina e relazioni EU-UK nel post Brexit). Il management Eni prevede un graduale bilanciamento dell'offerta e della domanda di greggio a medio termine, assumendo una moderata espansione dell'attività economica e gli effetti sull'offerta della disciplina finanziaria attuata dalle major petrolifere che hanno adottato significativi ridimensionamenti dei piani di crescita a beneficio del ritorno di cassa agli azionisti, nonché da ultimo il cambio di atteggiamento degli "independent producers" USA con focus spostato dalla crescita alla difesa del free cash flow. Su queste basi e considerando anche la view di istituti specializzati e banche d'affari, il management ha confermato il prezzo di lungo termine di 70 \$/barile per il greggio Brent in termini reali 2022, invariato rispetto all'assunzione del bilancio 2018.

La situazione di eccesso di offerta è ancora più accentuata nel mercato del gas per effetto della sovrapproduzione di gas associato in USA e del ramp up dei progetti di liquefazione che hanno aumentato in misura massiccia la disponibilità globale di GNL in un momento di debolezza dei grandi consumatori di questa fonte energetica (Cina, Corea del Sud e Giappone). Il management prevede il riequilibrio dei prezzi del gas a medio termine sui livelli del piano precedente in relazione all'attesa ripresa dell'economia asiatica e anche in considerazione dei trend in atto di "switch" dal carbone al gas nella produzione di energia elettrica in Europa, mentre sono state riviste al ribasso le previsioni di prezzo di lungo termine del riferimento USA Henry Hub in relazione agli squilibri strutturali del mercato. Pertanto, avendo il management confermato l'assunzione di prezzo di lungo termine del petrolio Brent adottata nel precedente bilancio, con riferimento alle proprietà del settore Exploration & Production, la review degli indicatori di perdita di valore ha evidenziato nella generalità dei casi solo criticità dovute a revisioni negative delle riserve e ad altre problematiche di natura industriale.

Sono confermati, in linea con le precedenti proiezioni, gli spread tra i prezzi del gas del mercato di riferimento delle vendite del settore Gas & Power, l'Italia, e i prezzi spot agli hub continentali ai quali sono indicizzati buona parte dei costi di acquisto del gas in base ai contratti long term, escludendo pertanto impairment indicator per gli asset fissi (in particolare il goodwill del segmento retail).

I business downstream della raffinazione e della chimica sono attualmente in un downcycle a causa della debolezza dei consumi di carburanti e prodotti chimici, dell'eccesso d'offerta e di capacità globale e della pressione competitiva da parte di produttori con migliori posizioni di costo ed economie di scala (i raffinatori Medio-Orientali, i cracker a etano in Usa); a tali fattori si aggiungono i problemi ambientali legati al consumo di gasolio e di "single-use plastics" che fanno prevedere un continuo deterioramento di redditività e di consumi, nonché le previsioni di incremento dei costi dei certificati di emissione nell'ambito dell'Emission Trading Scheme europeo. Inoltre, le raffinerie Eni a elevata conversione sono state penalizzate dalla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi sour a elevato contenuto di zolfo e il greggio light Brent a causa di continue dislocazioni di mercato, riducendo la redditività degli impianti di conversione. Considerate tali debolezze strutturali, il management Eni ha rivisto al ribasso, rispetto al piano precedente, i margini di raffinazione e le previsioni di redditività dei prodotti chimici, evidenziando in tal modo indicatori di perdita di valore per le raffinerie di proprietà e gli impianti chimici.

Il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il valore d'uso delle attività fisse è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per il settore Exploration & Production e il business Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital – "WACC") al netto dei fattori di rischio specifici del settore Gas & Power e del business Chimica il cui WACC è determinato sulla base di un beta specifico tratto da un campione di competitor e quindi pesato per l'incidenza del rispettivo capitale investito sul totale di Gruppo. Il costo del capitale così ottenuto è rettificato per tener conto del rischio paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel 2019 il WACC Eni ha registrato un marginale incremento rispetto al 2018 al 7,4% vs. 7,3%, quale effetto compensativo di fenomeni contrapposti di rilevante entità. Il management ha stimato un significativo incremento del costo della componente equity del capitale sulla base dei trend recenti osservati nei mercati finanziari internazionali. In primis, il declino registrato nel 2019 dei rendimenti dei titoli di Stato che ha determinato un apprezzamento dell'equity risk premium, cioè il rendimento extra che gli investitori domandano rispetto ai rendimenti di investimenti risk-free quali i titoli di Stato dei Paesi benchmark USA e Germania. L'altro trend è l'aumentato equity risk premium specifico applicato dagli investitori al settore Oil & Gas alla luce della sottoperformance del settore in questi ultimi anni rispetto ai rendimenti azionari medi e delle incertezze circa i ritorni futuri dell'Oil & Gas considerato il declino strutturale dei prezzi degli idrocarburi in un contesto di crescente volatilità e continua oversupply, nonché i rischi associati alla transizione energetica. L'incremento del costo dell'equity è stato comunque quasi interamente assorbito dall'aumento della leva finanziaria in conseguenza dell'adozione del principio contabile IFRS 16 che ha determinato un sensibile incremento del debito totale iscritto nel bilancio, diluendo in tal modo l'incremento del costo della componente equity nella determinazione del costo medio ponderato del capitale. Al costo dell'equity è infine aggiunto un premio per il rischio paese medio ponderato del portafoglio Eni; il fattore di ponderazione è l'entità del capitale investito in ciascun Paese. La declinazione

del WACC di Gruppo nei WACC dei singoli Paesi utilizzati ai fini dell'impairment test è ottenuta attraverso un adjustment pari alla differenza tra il premio medio ponderato per il rischio paese del portafoglio e lo specifico "country risk premium" applicabile alle realtà locali nelle quali opera il Gruppo.

Sulla base delle assunzioni e dei parametri su esposti il Gruppo ha rilevato le seguenti svalutazioni nette: (i) nel settore Exploration & Production €1.217 milioni, i cui driver sono state le revisioni negative delle riserve e dei profili produttivi di giacimenti in Congo (al WACC del 7,6%), Italia (al WACC del 6,4%) e USA (al WACC del 6,5%), quest'ultimo anche per maggiori opex/capex, nonché l'adeguamento al fair value di vendita degli asset dell'Ecuador. Il WACC post-tax relativo a una svalutazione al netto dell'effetto fiscale superiore a €100 milioni è pari a 6,4% che si ridetermina in 6,9% pre-tax; (ii) nel business Refining & Marketing €819 milioni relativi per €684 milioni alla raffineria di Sannazzaro in relazione ai driver di scenario descritti, nonché in relazione alla previsione di aumento dei costi per le emissioni di CO₂ e agli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. Il WACC post-tax relativi alle svalutazioni/riprese di valore al netto dell'effetto fiscale superiori a €100 milioni sono pari a circa il 6,6% che si ridetermina in 7,1% pre-tax; (iii) nel business Chimica €103 milioni in relazione ai driver di scenario descritti; (iv) nel settore Gas & Power €37 milioni relativi principalmente alle centrali elettriche in relazione alle previsioni di peggioramento dei margini dell'energia elettrica per overcapacity e pressione competitiva.

Inoltre, è stata valutata la recuperabilità dei costi relativi ai progetti di forestry, una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni, con l'avvio nel 2019 della partecipazione a iniziative di conservazione delle foreste che prevedono l'acquisto a titolo oneroso di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1 e 2") del settore Exploration & Production ai fini della neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi del settore Exploration & Production e la loro recuperabilità è stata valutata con riferimento all'intero settore Exploration & Production considerato come un'unica CGU. Al netto di tali costi proiettati fino alla fine della vita residua delle riserve, l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test si riduce del 2%.

Nel complesso allo scenario petrolifero di lungo termine adottato dalla Direzione aziendale, rimasto invariato da alcuni anni a questa parte, basato sul prezzo del petrolio Brent di lungo termine di 70 \$/barile in moneta reale 2022 e sul prezzo del gas Italia di circa 230 €/kmc (pari a 7,8 \$ per Mbtu), le proprietà Oil & Gas di Eni mostrano una sostanziale tenuta dei valori di libro come evidenza il trend storico delle perdite da svalutazioni (nel 2017 riprese di valore nette di €158 milioni, nel 2018 svalutazioni nette di €726 milioni), ad eccezione di criticità legate a specifici contesti operativi o ad asset il cui acquisto/sviluppo risale alla fase storica di presunto picco nell'offerta. Questo perché dopo l'inizio del downturn petrolifero in corso ormai da sei anni, il management ha progressivamente ridotto il punto di pareggio dei nuovi capital project. Tuttavia, considerati i seguenti fattori: (i) la maggiore volatilità del prez-

zo del petrolio sempre più esposto ai rischi di portata globale; (ii) il perdurare dell'eccesso di offerta che ha determinato un reset dei prezzi di realizzo degli idrocarburi e dei flussi di cassa delle oil companies; (iii) la crescente incertezza circa il futuro di lungo termine della domanda petrolifera alla luce dell'impegno della comunità internazionale nel contrastare il cambiamento climatico e nell'accelerare la transizione energetica, la crescita di energie alternative ai fossili e lo shift nelle preferenze dei consumatori con il rischio di spiazzamento degli idrocarburi. Il management ha ritenuto di testare la recuperabilità del valore di libro delle proprietà Oil & Gas compresa l'eventualità di stranded asset a diversi scenari di stress test. In particolare, allo scenario più conservativo

che assume un prezzo long term del petrolio Brent di 50 \$/barile "flat" e un prezzo al PSV di 5 \$/Mbtu flat, il management prevede che circa l'85% delle riserve certe e delle riserve "probable/possible" adeguatamente rischiose (considerate al 70% e al 30% rispettivamente) di Eni saranno prodotte entro il 2035, realizzando entro quella data il 94% del loro valore attuale netto. Il valore attuale netto a oggi di tali produzioni, valorizzate al predetto scenario più conservativo fra quelli considerati, è sostanzialmente allineato al valore di libro dei fixed asset netti del settore Exploration & Production, considerata anche la quota Eni di Vår Energi e delle altre joint venture, oltre agli esborsi attesi per i progetti forestry fino a tale data.

15 | Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

	2019				2018			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
(€ milioni)								
Valore iniziale	95	5.497	1.452	7.044	116	2.332	1.063	3.511
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)						(34)	(3)	(37)
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)		22		22				
Valore iniziale riesposto	95	5.519	1.452	7.066	116	2.298	1.060	3.474
Acquisizioni e sottoscrizioni	6	76	2.910	2.992		28	92	120
Cessioni e rimborsi	(5)		(17)	(22)	(33)	(3)	(115)	(151)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	6	80	75	161	8	16	385	409
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(10)	(157)	(17)	(184)	(5)	(415)	(10)	(430)
Decremento per dividendi	(4)	(1.073)	(61)	(1.138)	(6)	(19)	(25)	(50)
Variazione dell'area di consolidamento	1			1		3.448		3.448
Differenze di cambio da conversione	2	67	17	86	2	25	54	81
Altre variazioni	(5)	80	(2)	73	13	119	11	143
Valore finale	86	4.592	4.357	9.035	95	5.497	1.452	7.044

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €2.896 milioni l'acquisizione della quota del 20% in Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) che opera tre raffinerie, situate nelle aree di Ruwais (Ruwais East e Ruwais West) e Abu Dhabi (Abu Dhabi Refinery), con una capacità di raffinazione complessiva che supera i 900 mila barili al giorno. Attraverso l'operazione, Eni finalizza il proprio ingresso nel settore downstream degli Emirati Arabi Uniti e incrementa del 35% la propria capacità di raffinazione. L'operazione si inquadra nella strategia di Eni volta a diversificare geograficamente il proprio portafoglio complessivo e a renderlo sempre più bilanciato lungo la catena del valore; (ii) per €39 milioni l'aumento di capitale della Lotte Versalis Elastomers Co Ltd impegnata nella produzione di elastomeri in Corea del Sud.

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite a Vår Energi AS per €49 milioni e ad Angola LNG Ltd per €47 milioni. La valutazione con il metodo del patrimonio netto della joint venture Sai-

pem SpA ha comportato l'iscrizione di un utile di €4 milioni. In considerazione della volatilità del titolo Saipem e delle incertezze sulla ripresa del ciclo degli investimenti da parte delle oil companies e della pressione competitiva nel settore Engineering & Construction, il management ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore di libro dell'investimento sulla base di un modello finanziario interno basato sui dati pubblici di Saipem, sulla correlazione storica tra il fatturato della Saipem, l'andamento del prezzo del petrolio e i livelli di spending da parte delle oil companies, nonché sul consensus di mercato degli utili attesi. La verifica ha confermato il valore di libro.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto ha comportato l'iscrizione di una perdita di €90 milioni per la Cardón IV SA che opera il giacimento a gas Perla che sconta il rallentamento dell'attività e dei prelievi di gas da parte di PDVSA in relazione al difficile contesto operativo.

Il decremento per dividendi è riferito per €1.057 milioni a Vår Energi AS.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2019		31.12.2018	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
(€ milioni)				
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	30	100,00	31	100,00
- Altre ^(*)	56		64	
	86		95	
Imprese in joint venture:				
- Vår Energi AS	2.518	69,60	3.498	69,60
- Saipem SpA	1.250	30,99	1.228	30,99
- Unión Fenosa Gas SA	326	50,00	335	50,00
- Cardón IV SA	148	50,00	98	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	139	49,00	137	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	74	50,00	75	50,00
- PetroJunín SA	53	40,00	47	40,00
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	35	33,33	32	33,33
- Altre ^(*)	49		47	
	4.592		5.497	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	2.829	20,00		
- Angola LNG Ltd	1.159	13,60	1.106	13,60
- Coral FLNG SA	102	25,00	102	25,00
- Novamont SpA	71	25,00	67	25,00
- United Gas Derivatives Co	69	33,33	62	33,33
- Commonwealth Fusion Systems LLC ^(a)	37		42	
- Altre ^(*)	90		73	
	4.357		1.452	
	9.035		7.044	

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.

(a) La percentuale di partecipazione non è determinabile.

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2019 include Vår Energi SA, costituita a fine 2018 per effetto della fusione tra la ex-subsidiary Eni Norge AS e Point Resources AS per la massimizzazione delle sinergie nello sviluppo delle riserve d'idrocarburi in Norvegia attraverso la combinazione di asset e know-how. Il decremento rispetto al saldo iniziale di €980 milioni è dovuto alla distribuzione dei dividendi classificati nei flussi di cassa da attività operativa in considerazione dell'integrazione industriale di Eni Norge AS nell'ambito della strategia di crescita upstream di Eni. Tale decremento è stato parzialmente assorbito dalla quota di competenza Eni del risultato di periodo.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €72 milioni; le differenze sono riferite a Novamont SpA per €43 milioni e a Unión Fenosa Gas SA per €29 milioni e riflettono le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.

Al 31 dicembre 2019 i valori di libro e di mercato delle partecipazioni quotate in borsa sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.767.968
% di partecipazione	30,99
Prezzo delle azioni (€)	4,356
Valore di mercato (€ milioni)	1.345
Valore di libro (€ milioni)	1.250

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2019	2018
Valore iniziale	919	219
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9)		681
Valore iniziale riesposto	919	900
Acquisizioni e sottoscrizioni	11	5
Valutazione al fair value con effetto a OCI	(3)	15
Cessioni e rimborsi	(12)	(22)
Differenze di cambio da conversione	15	31
Altre variazioni	(1)	(10)
Valore finale	929	919

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando, 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 profittabilità 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. 31 – Proventi (oneri) su partecipazioni.

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2019 include la Nigeria LNG Ltd per €657 milioni (€651 milioni al 31 dicembre 2018) e la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €146 milioni (€144 milioni al 31 dicembre 2018).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2019 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019" che costituisce parte integrante delle presenti note.

16 | Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2019		31.12.2018	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	60	1.119	61	1.189
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	37		51	
	97	1.119	112	1.189
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	287		188	
	384	1.119	300	1.189
Titoli strumentali all'attività operativa		55		64
	384	1.174	300	1.253

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Valore iniziale	430	730
Accantonamenti	11	279
Utilizzi	(88)	(596)
Differenze di cambio da conversione	7	17
Altre variazioni	19	
Valore finale	379	430

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.041 milioni) e Gas & Power (€49 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 €563 milioni (€705 milioni al 31 dicembre 2018).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.018 milioni (€1.088 milioni al 31 dicembre 2018). Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.119 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 2,0% [-0,2% e 2,9% al 31 dicembre 2018].

La recuperabilità del credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, poiché sostitutivo di un investimento diretto, è stata valutata sulla base dall'esito del progetto minerario operato dalla joint venture, condizionato dall'evoluzione della difficile situazione finanziaria del Paese e dalla complessità del contesto operativo locale. Per scontare tali rischi nella valutazione di recuperabilità, i flussi di cassa futuri del progetto sono stati rettificati per incorporare le prevedibili difficoltà nel convertire in cassa le vendite future di gas, assumendo nella sostanza una dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati futuri. Tale planning è stato stimato sulla base di uno studio dell'evidenza empirica relativa alle percentuali medie di recu-

pero ottenute dai creditori nell'ambito dei default sovrani, adeguate per riflettere la valenza strategica del settore energetico per l'economia. I flussi di cassa così rettificati sono stati attualizzati a un WACC risk-adjusted che sconta il deteriorato contesto operativo locale. Tale verifica di recuperabilità ha confermato il valore di libro del credito finanziario. La stessa metodologia è stata utilizzata per stimare il valore recuperabile dei crediti commerciali scaduti per le forniture di gas alla società di Stato PDVSA. Nel 2019 le percentuali di incasso del fatturato gas realizzate dalla joint venture sono risultate in linea con le assunzioni di stima adottate nella valutazione di recuperabilità del 2018; pertanto, non si è resa necessaria una revisione della valutazione di recuperabilità di tali crediti e di stima della relativa expected loss fatte in occasione del bilancio 2018.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

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

I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €370 milioni e €1.112 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo ammortizzato (€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	24	24	25	da 0,20 a 4,75	dal 2020 al 2025	Baa3	BBB
Altri(*)	23	23	23	da 0,05 a 4,20	dal 2020 al 2024	da Aa3 a Baa1	da AA a A-
Tasso variabile							
Italia	5	5	5		dal 2020 al 2022	Baa3	BBB
Altri	3	3	3		2022	Baa3	BBB
Totale Stati Sovrani	55	55	56				

(*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

Tutti i titoli in portafoglio scadono entro cinque anni.

Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

17 | Debiti commerciali e altri debiti

Al 1° gennaio 2019 gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 sono i seguenti:

(€ milioni)	Debiti commerciali	Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	Altri debiti	Totale debiti commerciali e altri debiti
Valore al 31.12.2018	11.645	207	4.895	16.747
Riclassifiche (IFRS 16)	(128)			(128)
Valore al 01.01.2019	11.517	207	4.895	16.619

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

I debiti commerciali e altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Debiti commerciali	10.480	11.645
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	401	207
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.276	2.530
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.236	1.151
Debiti verso altri	1.152	1.214
	15.545	16.747

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.866 milioni e €8.371 milioni.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo in-

tercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

18 | Passività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2019				31.12.2018			
	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	187	504	2.341	3.032	383	768	2.710	3.861
Obbligazioni ordinarie		2.642	16.137	18.779		2.781	16.923	19.704
Obbligazioni convertibili			393	393			390	390
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.778			1.778	915			915
Altri finanziatori	487	10	39	536	884	52	59	995
	2.452	3.156	18.910	24.518	2.182	3.601	20.082	25.865

Le passività finanziarie diminuiscono di €1.347 milioni per effetto, essenzialmente, del saldo netto dei rimborsi per €1.540 milioni e, in aumento, delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella

funzionale per complessivi €249 milioni.

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

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie a lungo termine al 31 dicembre 2019 è la seguente:

(€ milioni)	2021	2022	2023	2024	Oltre	Passività finanziarie a lungo termine
Banche	750	146	838	134	473	2.341
Obbligazioni ordinarie	930	698	1.879	1.641	10.989	16.137
Obbligazioni convertibili		393				393
Altri finanziatori	11	13	14	1		39
	1.691	1.250	2.731	1.776	11.462	18.910

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. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari calcolati su dati del bilancio consolidato di Eni, la

cui inosservanza consente alla banca di chiedere il rimborso anticipato. Al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.243 milioni e a €1.337 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €15.030 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.749 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
					da	a
Società emittente						
<i>Euro Medium Term Notes</i>						
Eni SpA	1.200	16	1.216	EUR	2025	3,750
Eni SpA	1.000	38	1.038	EUR	2020	4,250
Eni SpA	1.000	28	1.028	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	20	1.020	EUR	2020	4,000
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR	2023	3,250
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2026	1,500
Eni SpA	900	(4)	896	EUR	2024	0,625
Eni SpA	800	2	802	EUR	2021	2,625
Eni SpA	800	(1)	799	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	9	759	EUR	2024	1,750
Eni SpA	750	5	755	EUR	2027	1,500
Eni SpA	750	(4)	746	EUR	2034	1,000
Eni SpA	700	2	702	EUR	2022	0,750
Eni SpA	650	3	653	EUR	2025	1,000
Eni SpA	600	(4)	596	EUR	2028	1,125
Eni Finance International SA	1.558	(3)	1.555	USD	2026	2027
Eni Finance International SA	295	4	299	EUR	2028	2043
Eni Finance International SA	118	5	123	GBP	2021	
Eni Finance International SA	25		25	YEN	2021	
	14.896	134	15.030			
Altri prestiti obbligazionari						
Eni SpA	890	4	894	USD	2023	4,000
Eni SpA	890	2	892	USD	2028	4,750
Eni SpA	890	(1)	889	USD	2029	4,250
Eni SpA	401	4	405	USD	2020	4,150
Eni SpA	312	1	313	USD	2040	5,700
Eni USA Inc	356		356	USD	2027	7,300
	3.739	10	3.749			
	18.635	144	18.779			

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.611 milioni. Nel corso del 2019 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.635 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Eni SpA	400	(7)	393	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 31 dicembre 2019 il programma risulta utilizzato per €14,9 miliardi.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2019				31.12.2018			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	464	0,2	16.526	2,1	680	1,9	18.635	2,3
Dollaro USA	1.981	2,3	5.392	4,6	1.007	2,5	4.530	4,3
Altre valute	7	(0,7)	148	4,3	495	1,0	518	4,2
Totale	2.452		22.066		2.182		23.683	

Al 31 dicembre 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €13.299 milioni (€12.484 milioni al 31 dicembre 2018) e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni (€5.214 milioni al 31 dicembre 2018).

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

Al 31 dicembre 2019 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

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

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Obbligazioni ordinarie	19.173	20.257
Obbligazioni convertibili	402	399
Banche	2.904	3.445
Altri finanziatori	49	111
	22.528	24.212

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,3% e 2,0% [-0,2% e 2,9% al 31 dicembre 2018].

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 31.12.2018	23.683	2.182		25.865
Prima applicazione IFRS 16			5.656	5.656
Riclassifiche			168	168
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinata alla vendita			(13)	(13)
Valore al 01.01.2019	23.683	2.182	5.811	31.676
Variazioni monetarie	(1.701)	161	(877)	(2.417)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	157	92	93	342
Variazione dell'area di consolidamento		5		5
Altre variazioni non monetarie	(73)	12	621	560
Valore al 31.12.2019	22.066	2.452	5.648	30.166

Le altre variazioni non monetarie comprendono €668 milioni di as-
sunzioni di passività per beni in leasing.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12 – Di-

ritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 –
Rapporti con parti correlate.

19 | Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicata nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019			31.12.2018		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	5.994		5.994	10.836		10.836
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.760		6.760	6.552		6.552
C. Liquidità (A+B)	12.754		12.754	17.388		17.388
D. Crediti finanziari	287		287	188		188
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	187		187	383		383
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	504	2.341	2.845	768	2.710	3.478
G. Prestiti obbligazionari	2.642	16.530	19.172	2.781	17.313	20.094
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	46		46	661		661
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.219		2.219	1.138		1.138
J. Altre passività finanziarie a lungo termine	10	39	49	52	59	111
K. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+J)	5.608	18.910	24.518	5.783	20.082	25.865
L. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (K-C-D)	(7.433)	18.910	11.477	(11.793)	20.082	8.289
M. Passività per beni in leasing	884	4.751	5.635			
N. Passività per beni in leasing verso entità correlate	5	8	13			
O. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (K+M+N)	6.497	23.669	30.166	5.783	20.082	25.865
P. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (O-C-D)	(6.544)	23.669	17.125	(11.793)	20.082	8.289

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono commentate alla nota n. 5 – Disponibilità liquide ed equivalenti.

Le attività finanziarie destinate al trading sono commentate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari sono commentati alla nota n. 16 – Altre attività finanziarie.

Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.976 milioni alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

20 | Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo esodi agevolati	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2018	6.777	2.595	824	180	327	204	130	108	66	415	11.626
Accantonamenti		354	165	38	173	65		2	2	411	1.210
Rilevazione iniziale e variazione stima	2.074										2.074
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	247	7	(2)							3	255
Utilizzi a fronte oneri	(313)	(299)	(43)	(24)	(175)			(11)	(12)	(51)	(928)
Utilizzi per esuberanza	(7)	(25)	(105)				(19)	(29)	(10)	(7)	(202)
Differenze cambio da conversione	112		13	8		2				4	139
Altre variazioni	46	(30)	(2)	(3)	8	(83)	2			(6)	(68)
Valore al 31.12.2019	8.936	2.602	850	199	333	188	113	70	46	769	14.106

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production (€8.411 milioni). La rilevazione iniziale e variazione stima positiva per €2.074 milioni comprendono gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione e dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €247 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,1% e 6,1% [-0,2% e 6,1% al 31 dicembre 2018]. Gli esborzi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 45 anni.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrata nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita a Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) per €1.930 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €416 milioni che include gli oneri di ripristino e risanamento ambientale relativi al Protocollo d'intesa sottoscritto tra Eni e il Ministero dell'ambiente nel dicembre 2019.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Exploration & Production per €723 milioni.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate estere del settore Exploration & Production per €169 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €162 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) per €131 milioni.

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

Il fondo esodi agevolati è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

21 | Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Piani a benefici definiti:		
- TFR	269	275
- Piani esteri a benefici definiti	412	385
- Fische, altri piani medici esteri e altri	177	148
	858	808
Altri fondi per benefici ai dipendenti	278	309
	1.136	1.117

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €132 milioni, i piani isopensione di Eni gas e luce SpA

per €107 milioni, i premi di anzianità per €25 milioni e gli altri piani a lungo termine per €14 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2019						2018					
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	275	925	148	1.348	309	1.657	284	997	135	1.416	194	1.610
Costo corrente		19	2	21	55	76		27	2	29	42	71
Interessi passivi	4	37	3	44	1	45	4	31	2	37	1	38
Rivalutazioni:	5	41	24	70	1	71	1	(25)	13	(11)	30	19
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	7	50	3	60	1	61		(31)	1	(30)	29	(1)
- Effetto dell'esperienza passata	(2)	(9)	21	10		10	1	6	12	19	1	20
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	8	9	(2)	7		2	1	3	115	118
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati	(15)	(28)	(9)	(52)	(88)	(140)	(15)	(35)	(9)	(59)	(74)	(133)
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita								(8)		(8)		(8)
Variazione dell'area di consolidamento								(90)		(90)	(2)	(92)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		48	1	49	2	51	1	25	4	30	3	33
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	269	1.044	177	1.490	278	1.768	275	925	148	1.348	309	1.657
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		545		545		545		588		588		588
Interessi attivi		20		20		20		17		17		17
Rendimento delle attività a servizio del piano		23		23		23		(21)		(21)		(21)
Contributi al piano:		14		14		14		25		25		25
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		13		13		13		24		24		24
Benefici pagati		(19)		(19)		(19)		(26)		(26)		(26)
Variazione dell'area di consolidamento								(64)		(64)		(64)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		49		49		49		26		26		26
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		632		632		632		545		545		545
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio		5		5		5		5		5		5
Modifiche nel massimale di attività		(5)		(5)		(5)		5		5		5
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)								5		5		5
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	269	412	177	858	278	1.136	275	385	148	808	309	1.117

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €175 milioni e di €181 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2019						
Costo corrente		19	2	21	55	76
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	8	9	(2)	7
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	4	37	3	44	1	45
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)		(20)		(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	4	17	3	24	1	25
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	4	17	3	24		24
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					1	1
Totale	4	37	13	54	55	109
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		20	10	30	55	85
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	4	17	3	24		24
2018						
Costo corrente		27	2	29	42	71
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		2	1	3	115	118
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	4	31	2	37	1	38
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(17)		(17)		(17)
Totale interessi passivi (attivi) netti	4	14	2	20	1	21
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	4	14	2	20		20
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					30	30
Totale	4	43	5	52	188	240
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		29	3	32	188	220
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	4	14	2	20		20

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019				2018			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	7	50	3	60		(31)	1	(30)
- Effetto dell'esperienza passata	(2)	(9)	21	10	1	6	12	19
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(23)		(23)		21		21
- Modifiche nel massimale di attività		(5)		(5)		5		5
	5	13	24	42	1	1	13	15

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2019									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	32	39	388	7	2	79	17	65	629
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	32	39	388	7	2	79	20	65	632
31.12.2018									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	115	37	238	6	2	56	18	70	542
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	115	37	238	6	2	56	21	70	545

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

			Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2019					
Tasso di sconto	(%)	0,7	0,0-13,7	0,7	0,0-0,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,7	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,7	0,8-11,3	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	
2018					
Tasso di sconto	(%)	1,5	0,8-18,0	1,5	0,2-1,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,5	1,5-16,5		
Tasso d'inflazione	(%)	1,5	0,8-16,0	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2019						
Tasso di sconto	(%)	0,8-1,0	0,0-2,0	2,6-13,7	7,3-11,3	0,0-13,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	10,0-11,3	1,3-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-2,0	0,8-3,1	2,6-11,3	3,3-5,0	0,8-11,3
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	24-25	13-17		13-25
2018						
Tasso di sconto	(%)	1,5-1,9	0,8-2,9	3,7-18,0	8,0-13,3	0,8-18,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,5-3,0	2,5-3,8	5,0-16,5	10,0-13,3	1,5-16,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,5-2,0	0,8-3,3	3,7-16,0	3,3-5,0	0,8-16,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-25	13-17		13-25

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
[€ milioni]						
31.12.2019						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(12)	13	8			
Piani esteri a benefici definiti	(67)	77	31	18		34
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(9)	10			10	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	1	1			
31.12.2018						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(12)	13	8			
Piani esteri a benefici definiti	(58)	65	23	15		18
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(7)	8			6	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(5)	3	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per bene-

fici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €130 milioni, di cui €57 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

			Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
(€ milioni)		TFR			
31.12.2019					
2020		17	33	9	73
2021		16	35	8	68
2022		12	32	7	61
2023		10	39	7	17
2024		15	49	7	14
Oltre		199	224	139	45
Durata media ponderata	(anni)	9,4	18,1	13,3	3,0
31.12.2018					
2019		15	54	9	81
2020		16	56	7	72
2021		18	63	6	67
2022		14	64	6	20
2023		11	74	6	17
Oltre		201	74	114	57
Durata media ponderata	(anni)	10,1	17,4	12,8	2,6

22 | Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Passività per imposte differite lorde	9.583	7.956
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.663)	(3.684)
Passività per imposte differite	4.920	4.272
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	9.023	7.615
Passività per imposte differite compensabili	(4.663)	(3.684)
Attività per imposte anticipate	4.360	3.931

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.796	6.612
- contratti di leasing IFRS 16	1.375	
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	617	849
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	126	85
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	97	44
- altre	572	366
	9.583	7.956
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(6.065)	(5.528)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.242)	(1.986)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.022)	(2.104)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.513)	(1.460)
- contratti di leasing IFRS 16	(1.385)	
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(946)	(792)
- over/under lifting	(525)	(604)
- benefici ai dipendenti	(209)	(212)
- utili infragruppo	(120)	(124)
- altre	(740)	(546)
	(15.767)	(13.356)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	6.744	5.741
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	(9.023)	(7.615)

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 31.12.2018	7.956	(13.356)	5.741	(7.615)
Prima applicazione IFRS 16	1.470	(1.470)		(1.470)
Valore al 01.01.2019	9.426	(14.826)	5.741	(9.085)
Incrementi	1.265	(2.091)	1.161	(930)
Decrementi	(1.205)	1.407	(174)	1.233
Differenze di cambio da conversione	194	(182)	34	(148)
Altre variazioni	(97)	(75)	(18)	(93)
Valore al 31.12.2019	9.583	(15.767)	6.744	(9.023)
Valore al 31.12.2017	10.169	(13.609)	5.262	(8.347)
Modifica dei criteri contabili (IFRS 15)	37	(237)		(237)
Valore al 01.01.2018	10.206	(13.846)	5.262	(8.584)
Incrementi	1.147	(1.478)	253	(1.225)
Decrementi	(802)	1.523	(43)	1.480
Differenze di cambio da conversione	283	(278)	71	(207)
Variazione dell'area di consolidamento	(2.778)	813		813
Altre variazioni	(100)	(90)	198	108
Valore al 31.12.2018	7.956	(13.356)	5.741	(7.615)

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifica dei criteri contabili.

Le perdite fiscali ammontano a €21.360 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €15.256 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €12.039 milioni e a società estere per €9.321 milioni; le relative attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente a €2.936 milioni e €3.129 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere por-

tate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde ad un'aliquota del 24% per le imprese italiane e ad un'aliquota media del 33,6% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €5.329 milioni e a società estere per €1.415 milioni.

Le imposte sono indicate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

23 | Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2019			31.12.2018		
	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	97	43	2	99	46	2
- Interest currency swap	26		2	14	71	2
- Outright	8	5	2	3	5	2
	131	48		116	122	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	13	34	2	18	6	2
	13	34		18	6	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	192	181	1	1.060	1.107	1
- Over the counter	89	58	2	306	284	2
- Altro	12		2	1	5	2
	293	239		1.367	1.396	
	437	321		1.501	1.524	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	2.387	1.953	2	992	1.031	2
- Future	348	313	1	367	263	1
- Opzioni	21	22	2	80	71	2
	2.756	2.288		1.439	1.365	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	1	596	2	311	196	2
- Future	34	148	1			
- Opzioni		2	2	26	15	1
	35	746		337	211	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	11	11	2	21	21	2
Totale contratti derivati lordi	3.239	3.366		3.298	3.121	
Compensazione	(612)	(612)		(1.636)	(1.636)	
Totale contratti derivati netti	2.627	2.754		1.662	1.485	
Di cui:						
- correnti	2.573	2.704		1.594	1.445	
- non correnti	54	50		68	40	

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.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda operazioni sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di

somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 – Patrimonio netto e n. 29 – Costi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita al settore Gas & Power.

Nel corso dell'esercizio 2019 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019			31.12.2018		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	2.179	(1.357)	(2)	3.528	404	2
- Future	1.245	[61]		71	[6]	[2]
	3.424	(1.418)	(2)	3.599	398	

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA per €1.902 milioni, compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è coperta utilizzando in una relazione di fair value hedge, le differenze di cambio negative per €21 milioni nel 2019 che

maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA di €1.844 milioni.

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

(€ milioni)	31.12.2019			31.12.2018		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
<i>Rischio prezzo commodity</i>						
- Vendite programmate	1.444	(656)	(739)	(389)	(13)	642
	1.444	(656)	(739)	(389)	(13)	642

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle commodity energetiche. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti 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 che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge.

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative va-

riazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti.

Le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti.

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

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)	2019	2018	2017
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(2)		12
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	289	129	(44)
	287	129	(32)

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power. I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano

gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018	2017
- Strumenti finanziari derivati su valute	9	(329)	809
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(23)	22	28
	(14)	(307)	837

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a spe-

cifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

24 | Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €18 milioni riguardano la cessione di attività materiali.

Nel corso del 2019 è stata effettuata la cessione della società consolidata Agip Oil Ecuador BV, titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano e la cessione di una partecipazione minoritaria.

25 | Patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	37.436	36.702
Riserva per differenze cambio da conversione	7.209	6.605
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	981	581
Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(465)	(9)
Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(173)	(130)
Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	60	66
Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	12	15
Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(981)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.542)	(1.513)
Utile (perdita) dell'esercizio	148	4.126
	47.839	51.016

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2019, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2018).

Il 14 maggio 2019, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,41 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di €0,42 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 22 maggio 2019, con data di stacco il 20 maggio 2019 e "record date" il 21 maggio 2019. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2018 ammonta perciò a €0,83; (ii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di n. 67.000.000 azioni ordinarie della

Società, rappresentative dell'1,84% circa del capitale, per un esborso complessivo fino a €1.200 milioni; in esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2019 sono state acquistate n. 28.590.482 azioni al costo complessivo di €400 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

Riserve strumenti finanziari e benefici ai dipendenti

	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Piani e benefici definiti per i dipendenti ^(*)			Riserve OCI relative a Partecipazioni valutate al patrimonio netto	Partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
(€ milioni)								
Riserva al 31.12.2018	(13)	4	(9)	(143)	13	(130)	66	15
Variazione dell'esercizio	(1.418)	411	(1.007)	(49)	5	(44)	(6)	(3)
Differenze cambio				(3)		(3)		
Variazione dell'area di consolidamento				5	(1)	4		
Rigiro a rettifica Rimanenze	36	(10)	26					
Rigiro a conto economico	739	(214)	525					
Riserva al 31.12.2019	(656)	191	(465)	(190)	17	(173)	60	12
Riserva al 31.12.2017	240	(57)	183	(133)	19	(114)	90	
Variazione dell'esercizio	399	(116)	283	(15)	(2)	(17)	(24)	15
Differenze cambio				1	(1)			
Variazione dell'area di consolidamento				4	(3)	1		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(10)	3	(7)					
Rigiro a conto economico	(642)	174	(468)					
Riserva al 31.12.2018	(13)	4	(9)	(143)	13	(130)	66	15

(*) La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al 31 dicembre 2019 comprende €7 milioni relativi alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre riserve

Le altre riserve riguardano: (i) €127 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a seguito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate; (ii) €63 milioni le riserve di capitale di Eni SpA.

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €981 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2018) e sono rappresentate da n. 61.635.679 azioni ordinarie Eni (33.045.197 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2018) possedute da Eni SpA.

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo 2019 di €1.542 milioni pari a €0,43 per azione è stato deliberato il 19 settembre 2019 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 25 settembre 2019.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2019 comprende riserve distribuibili per circa €43 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2019	2018	31.12.2019	31.12.2018
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	2.978	3.173	41.636	42.615
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(2.800)	(134)	5.211	7.183
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(6)		202	153
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(348)	862	1.424	2.000
- eliminazione di utili infragruppo	(74)	177	(593)	(519)
- imposte sul reddito differite e anticipate	405	59	20	(359)
	155	4.137	47.900	51.073
Interessenze di terzi	(7)	(11)	(61)	(57)
Come da bilancio consolidato	148	4.126	47.839	51.016

26 | Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2019	2018	2017
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	1	44	
Attività non correnti	12	198	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		11	
Passività correnti e non correnti	(6)	(47)	
Effetto netto degli investimenti	7	206	
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo		(50)	
Interessenze di terzi	(2)		
Provento da bargain purchase		(8)	
Totale prezzo di acquisto	5	148	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		(29)	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	5	119	
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	77	328	166
Attività non correnti	188	5.079	814
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	11	785	(252)
Passività correnti e non correnti	(57)	(3.470)	(205)
Effetto netto dei disinvestimenti	219	2.722	523
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo	(24)	113	
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(3.498)	
Valutazione al fair value per business combination		889	
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	16	13	2.148
Totale prezzo di vendita	211	239	2.671
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(24)	(286)	(9)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	187	(47)	2.662

Gli investimenti del 2019 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 60% della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale; (ii) l'acquisizione residua del 32% della joint operation Petroven Srl titolare di un deposito costiero adibito a stoccaggio e movimentazione di prodotti petroliferi.

I disinvestimenti del 2019 hanno riguardato la cessione del 100% della società Agip Oil Ecuador BV titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano.

Gli investimenti del 2018 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del ramo d'azienda da parte di Versalis SpA delle attività "bio" del Gruppo Mossi & Ghisolfi relativo alle attività di sviluppo, industrializzazione, licensing di tecnologie e processi bio-chimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili per €75 milioni; (ii) l'acquisizione della quota residua del 51% della partecipazione in Gas Supply Company Thessaloniki – Thessalia SA che distribuisce e commercializza gas in Grecia per €24 milioni al netto della cassa acquisita di €28 milioni; (iii) l'acquisizione della società Mestni Plinovodi distribucija plina doo che distribuisce e commercializza gas in Slovenia per €15 milioni al netto della cassa acquisita di €1 milione. Il provento da bargain purchase, rilevato nella voce Altri ricavi e proventi, è dovuto alle sinergie ottenibili dalla maggiore capacità di recuperare in tariffa gli investimenti fatti dalla società acquisita dovuta alla combinazione dei portafogli clienti.

I disinvestimenti del 2018 hanno riguardato: (i) la perdita del controllo di Eni Norge AS a seguito dell'operazione di business combination con Point Resources AS con la costituzione della joint venture valutata all'equity Vår Energi AS (interessenza Eni 69,60%) che svilupperà il portafoglio progetti delle due entità combinate. L'operazione ha comportato l'esclusione dall'area di consolidamento di attività nette per €2.486 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €258 milioni, la rilevazione della partecipazione in Vår Energi AS per €3.498 milioni e di un provento a conto economico per valutazione al fair value di €889 milioni al netto del realizzo di differenze passive di cambio per €123 milioni; (ii) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tígáz Zrt e Tígáz Dso (100% Tígáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria al gruppo MET Holding AG per €145 milioni al netto della cassa ceduta di €13 milioni; (iii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga per €33 milioni; (iv) la cessione del 100% della società consolidata Eni Croatia BV titolare di quote di progetti a gas in Croazia a INA-Industrija Nafta dd per €20 milioni al netto della cassa ceduta di €15 milioni; (v) la cessione del 100% della società consolidata Eni Trinidad and Tobago Ltd che detiene una quota di un progetto a gas in Trinidad & Tobago per €10 milioni.

27 | Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Imprese consolidate	4.323	5.082
Imprese controllate non consolidate	197	196
Imprese in joint venture e collegate	4.075	4.056
Altri	267	163
	8.862	9.497

Le garanzie comprendono le garanzie rilasciate da Eni a beneficio delle parti terze che hanno gli obblighi contrattuali di costruire e finanziare l'unità di Floating Production di GNL del valore complessivo di €4.673 milioni ai fini dello sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral nel permesso Area 4 nell'offshore del Mozambico. Eni è operatore con una quota del 25% del progetto attraverso la partecipazione azionaria del 35,71% nella joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA. Il progetto Coral ha ottenuto la FID il 1° giugno 2017. L'impianto FLNG della capacità di produzione di circa 3,37 milioni di tonnellate/anno sarà di proprietà della società di scopo Coral FLNG SA (quota Eni 25%) che eseguirà un servizio di liquefazione del gas, stoccaggio e caricamento su navi metaniere a beneficio dei Concessionari dell'EPCC di Area 4 e degli altri due soci di Mozambico Rovuma Venture SpA, CNPC ed ExxonMobil ciascuno in proporzione al proprio participating interest indiretto nell'EPCC di Area 4, pari rispettivamente al 20% e al 25%. Il gas liquefatto sarà venduto alla società petrolifera BP sulla base di un contratto di lungo termine con clausola di take-or-pay della durata di 20 anni con l'opzione di estenderne la durata fino ad altri dieci anni consecutivi (LNG Sale and Purchase Agreement). A copertura degli obblighi contrattuali derivanti dal contratto di Engineering Procurement Construction Installation and Commissioning (EPCIC) nei confronti del consorzio di costruzione Technip - JGC - Samsung Heavy Industries, Eni, tramite una propria controllata, ha emesso una Parent Company Guarantee pro-quota a copertura di eventuali pagamenti non onorati da parte di Coral FLNG SA fino all'ammontare massimo di €1.168 milioni, corrispondenti al 25% del valore del contratto. Il valore della garanzia decresce nel corso della durata del contratto in accordo alla struttura dei pagamenti. Il finanziamento del progetto è coperto in parte da capitale equity degli upstreamer e in parte da un project financing con Export Credit Agencies e banche commerciali dell'ammontare complessivo di €4.164 milioni. Nella fase relativa alla costruzione e messa in esercizio dell'impianto FLNG, il project financing sarà assistito dalla garanzia di rimborso (cosiddetta "Debt Service Undertaking" - "DSU") per un valore massimo stimato di €1.425 milioni in proporzione alla quota del 25% di partecipazione di Eni all'iniziativa industriale. Nella fase di esercizio dell'impianto, una volta superati tutti i performance test richiesti dai lender, tale garanzia sarà rilasciata e il finanziamento diventerà interamente non recourse nei confronti dei Concessionari. Nella fase di esercizio, le garanzie a favore dei lender saranno limitate al solo perimetro del progetto, senza dare in garanzia le riserve gas, con rimborso del finanziamento e dei costi accessori in base al meccanismo del "pay-when-paid", secondo cui il rimborso avverrà in base agli incassi derivanti dalle vendite di GNL generato dal progetto al long-term buyer, senza obbligo per Eni e per gli altri Concessionari di ripianare eventuali deficit. Inoltre, i Concessionari hanno aperto una linea di credito, impegnandosi ognuno pro-quota a finanziare: (i) gli esborsi equity di competenza della società di Stato del Mozambico ENH fino ad un importo

massimo di €123 milioni in quota Eni; (ii) la quota di DSU di spettanza ENH fino ad un importo massimo di €158 milioni in quota Eni. Infine, in base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del primo piano di sviluppo delle riserve del permesso, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.335 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate di €4.323 milioni (€5.082 milioni al 31 dicembre 2018) riguardano principalmente contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.886 milioni (€2.576 milioni al 31 dicembre 2018). Nel 2019 è stata estinta la garanzia bancaria rilasciata a GasTerra di €1.010 milioni emessa nel 2016 per ottenere la rinuncia di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro della partecipazione in Eni International BV ottenuto da un giudice olandese nell'ambito del contenzioso commerciale per le forniture gas. L'arbitrato attivato dalle parti per dirimere la controversia ha emesso nel mese di luglio un lodo favorevole a Eni stabilendo che GasTerra non ha diritto ad alcun conguaglio prezzo per le forniture di gas del periodo contestato, contrariamente alla tesi iniziale di GasTerra, sulla cui base era stato ottenuto il provvedimento di sequestro. In data 24 luglio 2019, su richiesta di Eni e con il consenso di GasTerra, la garanzia bancaria è stata estinta. GasTerra si è riservata ogni azione a tutela delle proprie ragioni. L'impegno effettivo delle garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate ammonta a €4.013 milioni (€5.000 milioni al 31 dicembre 2018).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €4.075 milioni (€4.056 milioni al 31 dicembre 2018) riguardano principalmente: (i) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.676 milioni (€1.664 milioni al 31 dicembre 2018), di cui €1.425 milioni a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mo-

zambico (€1.397 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.661 milioni (€1.644 milioni al 31 dicembre 2018), di cui €1.168 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della FLNG per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.147 milioni al 31 dicembre 2018); (iii) la fidejussione di €499 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto

adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); (iv) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,60%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €181 milioni (€177 milioni al 31 dicembre 2018). L'impegno effettivo delle garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate ammonta a €2.109 milioni (€2.159 milioni al 31 dicembre 2018).

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Impegni	74.338	54.611
Rischi	676	673
	75.014	55.284

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €65.374 milioni (€52.397 milioni al 31 dicembre 2018). L'incremento di €12.977 milioni riguarda: (a) le parent company guarantees di €9.794 milioni rilasciate per €8.904 milioni a favore di Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1 e 2 e per €890 milioni a favore di Eni RAK BV in relazione all'ingresso e all'avvio delle attività esplorative nel blocco A negli Emirati Arabi Uniti. Le parent company guarantees si aggiungono a quelle rilasciate nel 2018 nell'ambito delle transazioni con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle due concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) della durata di 40 anni e dell'ammontare massimo di €13.356 milioni e di una quota di partecipazione del 25% nella Concessione di Gasha della durata di 40 anni e dell'ammontare massimo di €22.261 milioni. Le garanzie sono state rilasciate a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai due Concession Agreement tra cui, in particolare, il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione e mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Va evidenziato che le garanzie non coprono eventuali perdite di profitto o di produzione derivanti dal mancato conseguimento dei target; (b) le parent company guarantees di €445 milioni rilasciate a seguito dell'operazione di scambio quote con Lukoil nei Blocchi 10 e 12 nell'offshore del Messico. Le parent company guarantees si aggiungono a quelle rilasciate negli esercizi precedenti di €9.194 milioni, di cui €6.968 milioni rilasciate nel 2018 per l'assegnazione di nuovi titoli esplorativi e della decisione finale d'investimento per lo sviluppo delle riserve dell'Area 1; (c) l'emissione di parent company guarantees per €1.781 milioni a seguito dell'acquisizione degli asset upstream di Exxon-Mobil da parte della joint venture Vår Energi AS in relazione alle obbligazioni di abbandono; (ii) due parent company guarantees per un ammontare complessivo di €6.527 milioni rilasciate nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La prima parent company guarantee di €2.965 milioni è stata rilasciata a garanzia degli ob-

blighi previsti nello Share Purchase Agreement e rimarrà in essere fino al pagamento della Deferred Consideration previsto entro il 31 marzo 2020. La seconda parent company guarantee di €3.562 milioni è stata rilasciata a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholder Agreement e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). Tale impegno contrattuale stimato in €1.978 milioni (€2.079 milioni al 31 dicembre 2018) è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico dell'esercizio. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent company guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio; (iv) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €114 milioni (€116 milioni al 31 dicembre 2018); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (v) l'impegno di €105 milioni per l'acquisto del 70% della società Evolvere SpA impegnata nella produzione e distribuzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici; l'acquisto è stato finalizzato a gennaio 2020.

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €248 milioni (€244 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €428 milioni (€429 milioni al 31 dicembre 2018).

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono, la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €13 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS. Gli altri impegni includono inoltre gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

Inoltre a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

RISCHI FINANZIARI

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

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni 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 accentrato 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), concentra 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 perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione 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. Inclondono, 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 perseguimento 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 propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità

strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating, e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD. Nel 2019, 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 2018.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2019 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2018) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

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

(€ milioni)	2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	5,19	2,44	3,80	3,00	3,65	1,80	2,73	2,99
Tasso di cambio ^(a)	0,41	0,07	0,17	0,15	0,57	0,09	0,28	0,25

(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 ed Eni Finance USA Inc.

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

(€ milioni)	2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	23,03	7,74	11,22	9,11	18,60	6,79	11,04	7,50
Trading ^(b)	1,60	0,25	0,51	0,31	2,28	0,26	0,73	0,27

(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)	2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,37	0,31	0,35	0,33	0,35	0,25	0,29	0,25

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

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

(\$ milioni)	2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro ^(a)	0,05	0,02	0,04	0,05	0,04	0,01	0,02	0,02

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

RISCHIO DI CREDITO

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

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

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

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

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

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di CdA e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodi-

ty nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

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

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

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2019 il programma risulta utilizzato per circa €14,9 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo 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 corso del 2019 il rating di Eni non ha subito variazioni.

Nel 2019 sono stati emessi bond per un controvalore complessivo di circa €1.635 milioni, di cui €746 milioni nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e €889 milioni attraverso un'emissione di 1 miliardo di USD sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2019, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €13.299 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €4.667 milioni, di cui €450 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, 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.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.908	1.704	1.259	2.743	1.785	11.521	21.920
Passività finanziarie a breve termine	2.452						2.452
Passività per beni in leasing	884	632	487	434	424	2.761	5.622
Passività per strumenti finanziari derivati	2.704	2	14			34	2.754
	8.948	2.338	1.760	3.177	2.209	14.316	32.748
Interessi su debiti finanziari	594	452	353	342	269	1.667	3.677
Interessi su passività per beni in leasing	341	302	263	233	206	1.015	2.360
	935	754	616	575	475	2.682	6.037
Garanzie finanziarie	926						926
Anni di scadenza							
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
31.12.2018							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.301	2.958	1.541	1.253	2.714	11.723	23.490
Passività finanziarie a breve termine	2.182						2.182
Passività per strumenti finanziari derivati	1.445	13	1	21		5	1.485
	6.928	2.971	1.542	1.274	2.714	11.728	27.157
Interessi su debiti finanziari	655	545	436	330	320	1.677	3.963
Garanzie finanziarie	668						668

La passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €2.953 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	2021-2024	Oltre	Totale
31.12.2019				
Debiti commerciali	10.480			10.480
Altri debiti e anticipi	5.065	54	100	5.219
	15.545	54	100	15.699
Anni di scadenza				
	2019	2020-2023	Oltre	Totale
31.12.2018				
Debiti commerciali	11.645			11.645
Altri debiti e anticipi	5.102	59	96	5.257
	16.747	59	96	16.902

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali³⁸

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 ta-

ke-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.

[38] I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	331	325	163	179	424	12.052	13.474
Costi relativi a fondi ambientali	403	368	319	238	198	1.065	2.591
Impegni di acquisto^(b)	9.938	9.912	9.467	9.530	9.722	77.914	126.483
- Gas							
Take-or-pay	7.117	9.140	8.912	9.100	9.410	77.239	120.918
Ship-or-pay	1.070	532	454	412	296	646	3.410
- Altri impegni di acquisto	1.751	240	101	18	16	29	2.155
Altri Impegni	7	1				106	114
- Memorandum di intenti Val d'Agri	7	1				106	114
Totale	10.679	10.606	9.949	9.947	10.344	91.137	142.662

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

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

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €31,5 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte

del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					
	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
Impegni per investimenti committed	5.570	4.054	2.611	1.544	2.669	16.448

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

(€ milioni)	2019			2018		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie destinate al trading ^(a)	6.760	127		6.552	32	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	(125)	273		177	(178)	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value^(c)	929	247	(3)	919	231	15
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	12.926	(409)		14.145	(343)	
- Crediti finanziari ^(e)	1.503	110		1.489	(139)	
- Titoli ^(a)	55			64		
- Debiti commerciali e altri debiti ^(a)	15.699	33		16.902	(28)	
- Debiti finanziari ^(f)	24.518	(802)		25.865	(615)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(g)	(2)	(739)	(679)		642	(243)

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

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €287 milioni di proventi (proventi per €129 milioni nel 2018) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €14 milioni di oneri (oneri per €307 milioni nel 2018).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €432 milioni di svalutazioni nette (€415 milioni di svalutazioni nette nel 2018) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €23 milioni di proventi (proventi per €69 milioni nel 2018), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €26 milioni (€38 milioni di interessi attivi nel 2018).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €99 milioni (€129 milioni nel 2018) e rivalutazioni nette per €4 milioni (€275 milioni di svalutazioni nette nel 2018).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €647 milioni (€605 milioni nel 2018).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

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
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
31.12.2018			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	15.634	1.533	14.101
Altre attività correnti	4.455	1.636	2.819
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	18.280	1.533	16.747
Altre passività correnti	7.048	1.636	5.412

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €713 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2018) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €187 milioni (€186 milioni al 31 dicembre 2018); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €612 milioni (€1.636 milioni al 31 dicembre 2018).

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 rappresentando 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. 20 – 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 in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

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 (in precedenza Syndial 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. In sede di discussione, nel marzo 2019, il PM precedente ha chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati. Il procedimento è in corso. Inoltre, nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. La società ha presentato un nuovo progetto di bonifica già ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. Sono iniziati i lavori di bonifica previsti dal POB fase 1, già decretato, il 23 settembre 2019. Per questo secondo procedimento è stata presentata memoria per chiederne l'archiviazione.

- (ii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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 SpA 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 richie-

sta della difesa della società, Versalis SpA è stata estromessa dal procedimento che risulta in corso.

- (iii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind SpA e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind SpA e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto gli indagati Eni Rewind SpA e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il procedimento di secondo grado è in corso.
- (iv) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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 SpA 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. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari.
- (v) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres (1).** 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 SpA 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 scorso è stato notificato avviso ex art. 415-bis. La società Eni Rewind SpA è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio.
- (vi) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres (2).** Nel 2015 la Procura di Sassari ha disposto il sequestro probatorio dei sistemi di contenimento (BULK) delle acque meteoriche dilavanti l'area "palte fosfatiche", acque raccolte da Eni Rewind SpA sulla base del provve-

dimento di autorizzazione rilasciato dal Prefetto e dal Tribunale di Sassari. Ai medesimi indagati è stato altresì notificato avviso di garanzia per i reati di omessa bonifica e gestione non autorizzata di rifiuti radioattivi. La Procura ha disposto l'interruzione delle operazioni di raccolta, regimazione e copertura dell'area palte già peraltro autorizzate. L'istanza presentata per la rimozione dei BULK è stata autorizzata dalla Procura nell'ottobre 2018. Il procedimento è stato riunito in quello descritto sopra.

- (vii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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 presentato appello. I giudici di secondo grado hanno disposto una complessa perizia ritenendo di non poter decidere allo stato degli atti, nominando tre noti esperti. Il procedimento è in corso davanti alla Corte d'Appello di Bologna.
- (viii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e di EniMed SpA per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed SpA. Il procedimento è in corso.
- (ix) **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 e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01. Il processo si è aperto nel novembre 2017 ed è in corso.

(x) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro, decesso e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

(xi) **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 da Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio, mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – allo stato 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 ultimato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, il cui rapporto finale è al vaglio degli Enti competenti. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di inquinamento 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, come si è appreso nel dicembre 2018, a seguito della notifica dell'avviso di proroga dei termini delle indagini preliminari, 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. Le indagini sono in corso. 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 ad alcuni 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 misure cautelari nei confronti di tre dipendenti attualmente soggette ad impugnazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente 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 cd. "custodiale", che è stato accolto dal GIP.

(xii) **Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela SpA ed EniMed SpA un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato

di cui al D.Lgs. 231/01 e s.m.i. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di Enimed e della società è stato chiesto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso innanzi al Giudice dell'Udienza Preliminare.

(xiii) Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) 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 Tecno-parco. Nei confronti dell'indagato, è stata formulata la richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare si è conclusa il 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.

(xiv) Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.

Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, di Versalis ai sensi del D.Lgs. 231/01 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai Consulenti Tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i dettami normativi.

Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame che il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto.

(xv) Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.

Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale. Secondo la ricostruzione dei fatti, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un supply vessel si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il supply vessel, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, deceduto in tale tragico evento. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un'indagine contro ignoti e sono

in corso di svolgimento gli accertamenti tecnici dei consulenti della Procura su tutte le parti della gru immediatamente poste sotto sequestro. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati del Responsabile e del Delegato sicurezza del Distretto al momento del fatto nonché di Eni quale persona giuridica ai sensi del D.Lgs. 231/01. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini.

(xvi) Raffineria di Gela SpA ed Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.

A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi gestite da Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato da Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento).

L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede di Eni Rewind SpA di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017–20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Eni Rewind SpA), TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici (11) piezometri del sistema di barrieramento idraulico con contestuale informazione di garanzia emesso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS. Le attività sono tuttora in corso.

(xvii) Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) e Versalis SpA – Mantova – Indagine in materia di reati ambientali.

La Procura della Repubblica di Mantova sta procedendo contro società del Gruppo Eni per reati ambientali relativi al SIN di Mantova, lo stato dei procedimenti è di indagini preliminari: 1) 778/2018 R.G.N.R. Dall'avviso di proroga dei termini delle indagini risulta che la Procura di Mantova procede per il reato di omessa bonifica in relazione al SIN di Mantova sia con riferimento alla fattispecie prevista dal Testo Unico Ambientale sia per la più grave ipotesi prevista dal codice penale "sino all'attualità". Sono indagate ai sensi del D.Lgs. 231/01 le società Versalis ed Edison. Risultano altresì indagati tre dirigenti di Versalis. 2) Procedimento penale n. 780/2018 R.G.N.R. Dall'avviso di proroga dei termini delle indagini risulta che la Procura di Mantova sta svolgendo indagini nei confronti di tre dirigenti Versalis nonché della società stessa ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le indagini riguarderebbero i reati di inquinamento ambientale e di omessa bonifica presso il SIN di Mantova, contestati in permanenza. 3) Procedimento pena-

le n. 956/2018 R.G.N.R. Dalla richiesta di proroga delle indagini preliminari risulta che la Procura di Mantova sta svolgendo accertamenti in ordine a reati in materia ambientale presso il SIN di Mantova. Risultano coinvolti dipendenti ed ex dipendenti di Eni Rewind SpA e di Versalis e di Edison. Sono altresì iscritte nel registro delle persone giuridiche indagate Eni Rewind SpA, Versalis SpA ed Edison SpA.

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

(i) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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 SpA 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 SpA al risarcimento del danno, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind SpA 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 SpA 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 SpA 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 SpA a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Eni Rewind SpA 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 SpA delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Eni Rewind SpA, 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.

(ii) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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 SpA, Polimeri Europa (ora 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 eccedendo, 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 barriera fisica. 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.

(iii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) – Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind SpA ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale

composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta.

(iv) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial 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 SpA 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 SpA nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel marzo 2019 il Ministero dell'Ambiente ha presentato a Eni Rewind SpA una proposta di chiusura transattiva della causa. La Società ha risposto con una controproposta nel luglio 2019. Il Giudice della causa sta verificando l'andamento e lo stato delle trattative.

(v) **Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) e Versalis SpA - Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Eni Rewind SpA 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 SpA e Versalis SpA 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 SpA e Versalis SpA 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.

(vi) **Val d'Agri - Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio. In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo pun-

tuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio. (quali es. lo spill del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorogene 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 nella misura che sarà quantificata in corso di causa.

(vii) **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, di alcune controllate 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 e sono attualmente sospesi in attesa della decisione sulla competenza giurisdizionale.

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

(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 pecuniaria 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'ot-

tobre 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 statuizioni 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 statuizioni civili. La Corte di Cassazione, per quanto di interesse, ha rigettato i ricorsi e confermato la sentenza di appello.

- (ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria. Nel 2011 Eni ha ricevuto dalla Procura di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste dal D.Lgs. n. 231/01, che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa tramite la allora "Divisione E&P") su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. Nel novembre 2012 la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex D.Lgs. 231/01, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Successivamente la Procura ha notificato ulteriori provvedimenti e richieste a Saipem, volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da quest'ultima in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento: in particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, il cui rapporto di lavoro con Saipem è cessato a inizio 2013. Nel febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura di Milano e contestualmente è stata notificata ad Eni informativa di garanzia ex D.Lgs. 231/01. Dagli atti si è appreso che la Procura aveva esteso le indagini anche nei confronti di Eni, dell'ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:
- la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvig-

giamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine;

- la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling). Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni, che hanno confermato l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni nel periodo di riferimento. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'Autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. Nel gennaio 2015 è stato emesso dalla Procura di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, l'ex Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa) per ipotesi di corruzione internazionale nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, l'ex Chief Upstream Officer di Eni) è stato contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni ulteriori analisi ed approfondimenti che hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza. Nel febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati, mentre nell'ottobre 2015 il Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e dell'ex Chief Upstream Officer della Società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione. Nel febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata e ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo giudice presso il Tribunale di Milano. All'esito della nuova udienza preliminare, nel luglio 2016 il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. All'udienza del febbraio 2018 il Pubblico Ministero, nel concludere la propria requisitoria, ha chiesto – tra l'altro – la condanna di Eni al pagamento di una sanzione pecuniaria. Con sentenza del settembre 2018, il Tribunale di Milano, respingendo le richieste di condanna della Procura, ha emesso sentenza di assoluzione per Eni, per l'ex AD e per l'ex Chief Upstream Officer della Società relativamente a tutti i capi di imputazione. Anche l'ex CFO di Eni è stato assolto dalle accuse mosse a suo carico in tale ruolo presso Eni. Nel dicembre 2018 sono state depositate le motivazioni della sentenza. Il Pubblico Ministero e le altre parti che sono state condannate in primo grado hanno proposto appello nei termini di legge. 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, dichiarando l'appello proposto

dal Pubblico Ministero inammissibile nei confronti della Società. A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha 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), disponendone l'archiviazione. Per quanto riguarda le indagini condotte dalla SEC sono in fase avanzata le discussioni per un possibile settlement.

- (iii) **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 Re-Common 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 formu-

lata 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. Il procedimento di primo grado è in corso. Per quanto riguarda il separato procedimento penale, svoltosi con il rito abbreviato nei confronti di due imputati, terzi rispetto alla società, nel settembre 2018 è stata emessa sentenza di condanna. In particolare, il Giudice ha condannato i due imputati (che secondo l'impostazione accusatoria sarebbero stati due mediatori) alla pena di anni 4 e alla confisca del prezzo del reato pari a 100 milioni di dollari. Nel dicembre 2018 sono state depositate le motivazioni della sentenza che è stata successivamente appellata dagli imputati.

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, NAOO 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'analoga 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 interesse di Eni è pari al 50%. Si ricorda che la Nigeria è costituita da 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.

- (iv) **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, affinché 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 Petroservice 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.

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 integrazioni, 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 Petroservice 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 Petroservice.

3. Altri procedimenti in materia penale

- (i) **Eni SpA (R&M) - Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane, in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Costatazione per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,55 milioni e nel maggio 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha emesso il relativo avviso di pagamento, prontamente impugnato dalla Società innanzi alla Commissione Tributaria di primo grado di Roma. Nel marzo 2018 è stato depositato il dispositivo della sentenza con la quale la Commissione ha accolto il ricorso presentato

da Eni avverso la contestazione di omesso versamento di accise e condanna altresì l'Agenzia delle Dogane alle spese di giudizio. Tale sentenza è stata impugnata dall'Agenzia delle Dogane dinanzi la Commissione Tributaria Regionale di Roma. In data 24 giugno 2019 è stato stipulato tra Eni e l'Agenzia delle Dogane un accordo di conciliazione extragiudiziale che prevede la determinazione dell'accisa dovuta in €73 mila e il conseguente rimborso a Eni delle somme versate in eccesso in pendenza di giudizio. Conseguentemente è stata presentata in Commissione Tributaria istanza di cessata materia del contendere; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento.

I tre filoni sono stati riuniti in un unico procedimento (n. 7320/14) e la Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine, ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 sono state effettuate massicce attività di intercettazione telefonica e ambientale ed attività delegate di perquisizioni e sequestri su tutti depositi fiscali del circuito Eni sul territorio nazionale – per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise – e sono stati effettuati accertamenti tecnici su testate di erogazione carburanti. Nello stesso periodo, le indagini sono state estese ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti incluso il vertice dell'allora Divisione Refining e Marketing della Società.

Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquuto con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata.

Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel corso del 2018 nell'ambito del procedimento n. 7320/14 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari e successivamente è stata esercitata l'azione penale con fissazione dell'udienza preliminare. Per quanto di interesse di Eni, la richiesta di rinvio a giudizio della Procura di Roma ha riguardato gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalvetti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è stata contestata in capo al responsabile e a tre addetti di deposito,

un'ipotesi di frode processuale.

Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati – tra cui oltre 40 posizioni Eni – oggetto di un procedimento stralcio (proc. n. 22066/17 RGNR) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo.

Nel corso del 2019, per il procedimento principale (n. 7320/2014 RGNR), è stata svolta un'articolata fase di udienza preliminare dinanzi al GUP del Tribunale di Roma il quale, all'esito delle discussioni, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati dinanzi al Tribunale Monocratico di Roma per i reati in materia di accise, reato di falsità e frode processuale. Il dibattimento è in corso.

Nell'ambito del procedimento stralcio (proc. n. 22066/17 RGNR) la Procura ha, invece, formulato l'imputazione per associazione a delinquere imposta dal GIP ed è stata celebrata l'udienza preliminare dinanzi al Tribunale di Roma. Nel dicembre 2019, conclusa la fase delle discussioni il GUP ha emesso sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati, tra cui gli ex vertici della linea di business Refining & Marketing, perché il fatto non sussiste.

Sul versante tributario, nell'ambito del procedimento amministrativo avviato per la riscossione delle imposte asseritamente non versate, nell'aprile 2018 la Guardia di Finanza ha notificato ad Eni un Processo Verbale di Contestazione che quantifica le maggiori accise dovute per gli anni 2008-2017 in €34 milioni ed i maggiori imponibili delle altre imposte connesse (imposte sul reddito ed IVA) in misura tale da determinare ulteriori imposte dovute per €22 milioni. L'Agenzia delle Dogane e delle Entrate cui compete l'emissione dell'avviso di pagamento/accertamento potranno comminare sanzioni ed interessi. Parte delle maggiori accise contestate e delle altre imposte relative è riconducibile alla stessa fattispecie per la quale Eni ha già conseguito sentenza favorevole di primo grado a seguito del ricorso dinanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma e ha stipulato un accordo di conciliazione extragiudiziale. A seguito delle memorie presentate dalla Società e del contraddittorio instaurato, l'Agenzia delle Dogane ha liquidato l'accisa relativa al Processo Verbale di Contestazione in €8 milioni emettendo i relativi avvisi di pagamento nel luglio 2019. Le altre imposte connesse sono rideterminate dall'Agenzia delle Entrate in circa €6 milioni. Eni ha effettuato i relativi pagamenti.

(ii) **Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno di Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.

Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio d'Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22 novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio d'Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché trasmessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione, incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio d'Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea convocata per l'approvazione della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta sono i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio d'Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.

Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.Lgs. 231/01 per il reato di cui all'art.

377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).

Oggetto delle predette richieste di documentazione sono in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, anche per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la Società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni ad Eni. In data 14 agosto la Guardia di Finanza ha inviato ad Eni una nuova richiesta di informazioni, avente ad oggetto i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo Eni ed un professionista esterno. Alla richiesta è stato dato immediato riscontro.

Successivamente, nel novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari. Per quanto riguarda Eni, è stata richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'art. 25 decies del D.Lgs. 231/01. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato un ex dirigente dell'ufficio legale, l'ex Chief Upstream Officer di Eni ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. Per quanto riguarda le posizioni dei terzi, risultano delle nuove iscrizioni nel registro degli indagati, tra cui due ex legali esterni. In data 23 gennaio 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale. Inoltre ulteriore documentazione processuale si è resa disponibile anche a seguito di richieste di riesame degli atti predetti. Il Collegio Sindacale ha affidato, insieme al Comitato di Controllo e all'Organismo di Vigilanza agli stessi consulenti già incaricati nel 2018, un nuovo incarico per l'esame della documentazione predetta al fine di descrivere e riassumere i fatti alla base delle ipotesi di reato contestate, nonché elementi fattuali e condotte da approfondire circa l'esistenza di eventuali criticità sostanziali o possibili carenze del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del modello di organizzazione e di gestione dei rischi ex D.Lgs. 231/01. Le attività del consulente sono in corso.

- (iii) **Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano – Abuso di informazioni privilegiate.** Nel marzo 2019 è stata notificata all'ex Chief Upstream Officer di Eni una richiesta di proroga di indagini preliminari (precedentemente non note) condotte dalla Procura di Milano, in relazione ad un'ipotesi di violazione dell'art. 184 del D.Lgs. 58/1998 (Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria – "TUF"; abuso di informazioni privilegiate) che si presume commessa nel periodo tra il 1° novembre e il 1° dicembre 2016. L'ipotesi non risulta meglio specificata nell'atto notificato.

4. Contenziosi fiscali

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI/IMU relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** La Corte di Cassazione con sentenze del 2016 ha affermato l'assoggettabilità ad ICI/IMU delle piattaforme petrolifere

localizzate nel mare territoriale risolvendo a favore degli enti locali un contenzioso in essere da circa un decennio. Eni, parte in numerosi di questi contenziosi, li ha progressivamente definiti mediante soluzioni transattive. Ad oggi a fronte dei residui contenziosi ancora in essere è accantonato un fondo rischi di €17 milioni.

La sentenza della Cassazione era riferita alla legislazione in vigore fino al 2015. Dal 2016 il quadro normativo è mutato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'IMU gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo. Per chiarire gli effetti di tale esclusione relativamente alle installazioni in oggetto, Assomineraria ha presentato nel 2016 un quesito al Dipartimento delle Finanze il quale con risoluzione n. 3/DF del 1° giugno 2016 ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta.

La pronuncia del Dipartimento delle Finanze tuttavia non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo e tre di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016 e successive. Nei conseguenti contenziosi ad oggi si registrano due sentenze di primo grado, delle quali una favorevole alla Società e una contraria, e una di secondo grado sfavorevole alla Società. Delle due contrarie solo una applica sanzioni. Una delle due sentenze contrarie riguarda il contenzioso con il comune di Ravenna per le annualità 2016 e 2017, relativamente alle quali è stato confermato l'accertamento del comune per un'imposta complessivamente pari a €19 milioni oltre alle sanzioni di legge.

Sulla base della risoluzione del Dipartimento delle Finanze citata, Eni ritiene che l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge a far data dal 2016 escluda l'imponibilità ai fini IMU delle piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale e proseguirà il contenzioso. Pertanto non sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.

Il Decreto Legge 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dall'anno 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

5. Procedimenti chiusi

- (i) **Eni SpA – Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.")**. Nel gennaio 2013 Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi ope-

ratori sul mercato nazionale. A seguito di articolate trattative, nel giugno 2019 la causa è stata transatta tra tutte le parti coinvolte. L'ammontare transatto da Eni ha trovato copertura nei fondi stanziati in bilancio. Il giudizio innanzi al Tribunale di Milano si è formalmente estinto nel settembre 2019.

- (ii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Roma – Proc. Pen. N. 2711/2019 – Dichiarazioni IVA**. In data 16 settembre 2019 è stato notificato avviso di proroga delle indagini preliminari all'ex CEO e all'attuale CEO di Eni, in relazione al reato tributario di cui all'art. 4 D.Lgs. 74/2000 (dichiarazione infedele). Dalle verifiche effettuate dai difensori nominati, si tratta di ipotesi di reato connesse alla vicenda penale delle accise sui carburanti (si veda quanto rappresentato nel dettaglio nella sezione precedente), per le ulteriori imposte dovute sull'ammontare di accise che si presumono sottratte all'imposizione, per le i periodi di imposta dal 2011 al 2014. A seguito delle attività difensive svolte e in ragione degli avvenuti pagamenti all'esito dell'interlocuzione con Agenzia delle Dogane e delle Entrate, nel novembre 2019 la Procura di Roma ha depositato richiesta di archiviazione del procedimento ed in data 2 dicembre 2019 il GIP del Tribunale di Roma ha emesso decreto di archiviazione.
- (iii) **Arbitrato Eni/GasTerra**. Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle forniture di gas del periodo 2012-2015, concordando altresì con GasTerra l'applicazione di un prezzo provvisorio fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale. Il lodo arbitrale non ha accolto la domanda di Eni, senza tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra ritiene che il lodo arbitrale, non accogliendo la domanda di Eni, ripristini l'originario prezzo contrattuale e, sulla base di questo, richiede ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. Eni invece, anche sulla base dei pareri dei suoi consulenti esterni, non ritiene corretta tale interpretazione del lodo. GasTerra, tuttavia, sulla base della propria interpretazione, ha avviato una procedura arbitrale ed ha richiesto ed ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare provvisorio di sequestro, in particolare, della partecipazione in Eni International BV detenuta da Eni a fronte di un asserito credito di €1,01 miliardi. Al fine di ottenere il dissequestro delle azioni di Eni International BV, Eni ha offerto a GasTerra, che ha accettato, una garanzia bancaria pari all'importo richiesto (che rimane in vigore fino al lodo che deciderà sul merito). Il provvedimento d'urgenza, concesso dopo un'analisi sommaria, senza contraddittorio tra Eni e GasTerra non costituisce, secondo il diritto olandese, un'anticipazione della decisione sul merito della controversia. In data 8 luglio 2019, il Tribunale ha emesso un lodo a conclusione della prima fase del procedimento, con il quale ha deciso, in particolare, che il prezzo provvisorio di cui sopra ha continuato ad applicarsi nel periodo 2012-2015, e che quindi le fatture emesse da GasTerra in seguito all'emissione del lodo del 2016 non sono valide. Il Tribunale ha rimandato alla seconda fase del procedimento arbitrale la decisione sulla quantificazione delle richieste di risarcimento danni avanzate da Eni nei confronti di GasTerra. In data 24 luglio 2019, su richiesta di Eni e con il consenso di GasTerra, la garanzia bancaria di €1,01 miliardi è stata estinta. GasTerra si è riservata ogni azione a tutela delle proprie ragioni.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti

dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2019 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,30 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 7,73 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,57 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

28 | Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Totale
2019					
Ricavi della gestione caratteristica	10.499	38.160	21.017	205	69.881
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	3.505	12.334	27		20.866
- Vendita prodotti petroliferi	1.189	3.000	16.615		20.804
- Vendita gas naturale e GNL	5.454	12.468			17.922
- Vendita prodotti petrolchimici		316	3.772	22	4.110
- Vendita altri prodotti	68	2.502	16	7	2.593
- Servizi	283	2.540	587	176	3.586
	10.499	38.160	21.017	205	69.881
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.946	38.047	20.768	87	68.848
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	553	113	249	118	1.033
2018					
Ricavi della gestione caratteristica	9.943	43.109	22.594	176	75.822
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	3.982	18.471			22.453
- Vendita prodotti petroliferi	1.133	4.053	17.213		22.399
- Vendita gas naturale e GNL	4.554	15.088			19.642
- Vendita prodotti petrolchimici		762	4.777	35	5.574
- Vendita altri prodotti	27	2.363	20	11	2.421
- Servizi	247	2.372	584	130	3.333
	9.943	43.109	22.594	176	75.822
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:					
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.676	42.979	22.535	106	75.296
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	267	130	59	70	526
2017					
Ricavi della gestione caratteristica	7.131	39.846	19.771	171	66.919
Ricavi per prodotti e servizi venduti:					
Ricavi per:					
- Vendita greggi	2.431	17.693	17		20.141
- Vendita prodotti petroliferi	1.030	3.930	14.615		19.575
- Vendita gas naturale e GNL	3.470	11.643			15.113
- Vendita prodotti petrolchimici		147	4.591	32	4.770
- Vendita altri prodotti	14	2.021	21	12	2.068
- Servizi	186	4.412	527	127	5.252
	7.131	39.846	19.771	171	66.919

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	747	342
Ricavi rilevati a fronte di performance obbligazioni soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	10	11

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2019	2018	2017
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	152	454	3.288
Altri proventi	1.008	662	770
	1.160	1.116	4.058

Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda riguardano per €146 milioni asset del settore Exploration & Production.

Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda relative al 2018 riguardavano per €428 milioni la cessione del 10% dell'asset Zohr in Egitto, quelle relative al 2017 riguardavano per €1.985 milioni la cessione dell'interest del 25% dell'Area 4 in

fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico e per €1.281 milioni la cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto.

Gli altri proventi comprendono €368 milioni relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate dall'Eni. Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

29 | Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2019	2018	2017
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	36.272	41.125	35.907
Costi per servizi	11.589	10.625	12.228
Costi per godimento di beni di terzi	1.478	1.820	1.684
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	858	1.120	886
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting			145
Altri oneri	879	1.130	931
	51.076	55.820	51.781
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(197)	(192)	(224)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(5)	(6)	(9)
	50.874	55.622	51.548

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €275 milioni (€287 milioni e €273 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017). Gli esercizi 2018 e 2017 comprendevano canoni per contratti di leasing operativo rispettivamente per €872 milioni e €1.022 milioni.

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €194 milioni (€197 milioni e €185 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su prodotti petroliferi per €1.183 milioni (€1.043 milioni e €674 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €329 milioni (accantonamenti netti di €266 milioni e €200 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €60 milioni (accantonamenti netti di €101 milioni e di €375 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 – Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2019	2018	2017
Salari e stipendi	2.417	2.409	2.447
Oneri sociali	449	448	441
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	85	220	113
Altri costi	213	170	162
	3.164	3.247	3.163
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(152)	(142)	(202)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(16)	(12)	(10)
	2.996	3.093	2.951

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €45 milioni (€37 milioni e €18 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017) e oneri per programmi a contributi definiti per €99 milioni (€95 milioni e €90 milioni rispettivamente nel 2018 e nel 2017).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2019		2018		2017	
	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	1.014	16	999	17	995	17
Quadri	9.267	77	9.095	84	9.089	98
Impiegati	15.945	361	16.220	361	16.721	371
Operai	4.910	287	5.259	283	5.659	285
	31.136	741	31.573	745	32.464	771

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group"³⁹) rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento⁴⁰; (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value

(NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite: (i) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,88 per azione; (ii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione; (iii) nel 2017, n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €7,99 per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,714 per l'attribuzione 2019; €14,246 per l'attribuzione 2018; €13,81 per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (circa 6,1% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione per il 2019; circa 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione per il 2018; circa 5,8% del prezzo dell'azione alla data di attribuzione per il 2017), considerando la volatilità del titolo (circa 19% per l'attribuzione 2019; circa 20% per l'attribuzione 2018; circa 25% per l'attribuzione 2017), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017, 2018 e 2019, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €9 milioni (€5 milioni e €0,4 milioni rispettivamente nel 2018 e 2017) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

[39] Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.

[40] La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd. market condition.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi, inclusi i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione,

direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Salari e stipendi	28	27	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	12	10	9
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	12		7
	54	39	43

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,2 milioni, €9,6 milioni e €14,5 milioni rispettivamente per gli esercizi 2019, 2018 e 2017. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,613 milioni, €0,604 milioni e €0,760 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2019, 2018 e 2017.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

30 | Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.087	3.967	3.924
Oneri finanziari	(4.079)	(4.663)	(5.886)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	(111)
Strumenti finanziari derivati	(14)	(307)	837
	(879)	(971)	(1.236)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(618)	(565)	(638)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	(111)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(122)	(120)	(113)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(378)		
- Interessi attivi verso banche	21	18	12
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	8	16
	(962)	(627)	(834)
Differenze attive (passive) di cambio	250	341	(905)
Strumenti finanziari derivati	(14)	(307)	837
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	112	132	128
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	93	52	73
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(255)	(249)	(264)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(103)	(313)	(271)
	(153)	(378)	(334)
	(879)	(971)	(1.236)

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

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing.

Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 23 –

Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

31 | Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 15 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2019	2018	2017
Dividendi	247	231	205
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	19	22	163
Altri proventi (oneri) netti	15	910	(33)
	281	1.163	335

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €186 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €46 milioni (rispettivamente, €187 milioni e €35 milioni nel 2018 e €167 milioni ed €21 milioni nel 2017).

Gli altri proventi netti del 2018 comprendevano la plusvalenza di

€889 milioni derivante dalla business combination tra Eni Norge AS e Point Resources AS con la costituzione della joint venture Vår Energi AS determinata dalla differenza tra il valore d'iscrizione della partecipazione corrispondente al fair value dei net asset combinati e il valore di libro dei net asset ceduti.

32 | Imposte sul reddito

(€ milioni)	2019	2018	2017
Imposte correnti:			
- imprese italiane	347	301	712
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	4.729	4.906	3.167
- imprese estere	152	163	142
	5.228	5.370	4.021
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	599	130	(464)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(172)	497	(162)
- imprese estere	(64)	(27)	72
	363	600	(554)
	5.591	5.970	3.467

Le imposte correnti relative alle imprese italiane riguardano imposte estere per €137 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applican-

do l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2018 e nel 2017) e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Utile ante imposte	5.746	10.107	6.844
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	1.379	2.426	1.643
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	2.934	3.096	1.882
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	938	261	(96)
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	147	(24)	(1)
- effetto imposte estere di società italiane	105	46	54
- effetto tassazione dividendi infragruppo	65	47	1
- effetto Irap delle società italiane	25	50	77
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009			61
- effetto tassazione delle plusvalenze (minusvalenze) da cessione di partecipazioni		(1)	(177)
- altre motivazioni	(2)	69	23
	4.212	3.544	1.824
Imposte effettive	5.591	5.970	3.467

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €2.934 milioni (rispettivamente, €3.014 milioni e €1.811 milioni nel 2018 e 2017).

33 | Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.592.249.603 (3.601.140.133 negli esercizi 2018 e 2017).

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero

delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2019 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017, 2018 e 2019.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

	2019	2018	2017
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.592.249.603	3.601.140.133	3.601.140.133
Numero di azioni potenziali a fronte del piano ILT azionario	2.251.406	2.782.584	1.691.413
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.594.501.009	3.603.922.717	3.602.831.546
Utile netto di competenza Eni (€ milioni)	148	4.126	3.374
Utile per azione semplice (ammontari in € per azione)	0,04	1,15	0,94
Utile per azione diluito (ammontari in € per azione)	0,04	1,15	0,94

34 | Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative al settore Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2019	2018	2017
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	34	17	9
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	214	93	252
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	275	287	273
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	489	380	525
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	1.031	1.081	995
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.563	1.267	1.371
Totale attività materiali e immateriali	2.594	2.348	2.366
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	109	77	81
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	586	463	442
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	275	287	273
Totale effort esplorativo	861	750	715

35 | Informazioni per settore di attività e per area geografica

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.

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 31 dicembre 2019 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. Il settore Gas & Power comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione di Eni e l'attività di trading di commodity

energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione.

Refining & Marketing e Chimica: comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili.

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 (ex Syndial). 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.

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
2019						
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	23.572	50.015	23.334	1.681		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(11.855)	(2.317)	(1.476)		
Ricavi da terzi	10.499	38.160	21.017	205		69.881
Risultato operativo	7.417	699	(854)	(710)	(120)	6.432
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	97	232	273	307	(51)	858
Ammortamenti	(7.060)	(447)	(485)	(146)	32	(8.106)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.347)	(83)	(1.127)	(13)		(2.570)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	130	46	205	1		382
Radiazioni	(292)	(1)	(6)	(1)		(300)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	(11)	(63)	(21)		(88)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	68.915	9.176	12.336	1.860	(492)	91.795
Attività non direttamente attribuibili						31.645
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.108	487	3.107	1.333		9.035
Passività direttamente attribuibili ^(c)	20.164	7.852	4.599	3.927	(141)	36.401
Passività non direttamente attribuibili						39.139
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	6.996	230	933	231	(14)	8.376
2018						
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	25.744	55.690	25.216	1.589		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(12.581)	(2.622)	(1.413)		
Ricavi da terzi	9.943	43.109	22.594	176		75.822
Risultato operativo	10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	235	53	274	579	(21)	1.120
Ammortamenti	(6.152)	(408)	(399)	(59)	30	(6.988)
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	(1.025)	(56)	(193)	(18)		(1.292)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	299	127				426
Radiazioni	(97)	(1)	(2)			(100)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	158	9	(67)	(168)		(68)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	63.051	9.989	11.692	1.171	(420)	85.483
Attività non direttamente attribuibili						32.890
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.972	494	275	1.303		7.044
Passività direttamente attribuibili ^(c)	18.110	8.314	4.319	4.072	(275)	34.540
Passività non direttamente attribuibili						32.760
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.901	215	877	143	(17)	9.119
2017						
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	19.525	50.623	22.107	1.462		
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.394)	(10.777)	(2.336)	(1.291)		
Ricavi da terzi	7.131	39.846	19.771	171		66.919
Risultato operativo	7.651	75	981	(668)	(27)	8.012
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	479	(20)	182	245		886
Ammortamenti	(6.747)	(345)	(360)	(60)	29	(7.483)
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	(650)	(56)	(131)	(25)		(862)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	808	202	77			1.087
Radiazioni	(260)	(2)	(1)			(263)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(99)	(10)	(57)	(101)		(267)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	66.661	11.058	11.599	1.108	(610)	89.816
Attività non direttamente attribuibili						25.112
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.234	509	321	1.447		3.511
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.273	8.851	4.005	4.053	(306)	33.876
Passività non direttamente attribuibili						32.973
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.739	142	729	87	(16)	8.681

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2019								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	19.346	7.237	1.151	5.230	17.898	40.021	912	91.795
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	1.402	306	9	1.017	1.685	3.902	55	8.376
2018								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.646	7.086	1.031	4.546	16.910	36.155	1.109	85.483
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.424	267	538	534	1.782	4.533	41	9.119
2017								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.449	7.706	6.160	4.406	16.527	35.385	1.183	89.816
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.090	316	387	278	898	5.699	13	8.681

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2019	2018	2017
Italia	23.312	25.279	21.925
Resto dell'Unione Europea	18.567	20.408	19.791
Resto dell'Europa	6.931	7.052	5.911
Americhe	3.842	5.051	5.154
Asia	8.102	9.585	7.523
Africa	8.998	8.246	6.428
Altre aree	129	201	187
	69.881	75.822	66.919

36 | Rapporti con parti correlate

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

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. L'unica operazione non esente, esaminata e valutata positivamente in applicazione della procedura, riguarda il rapporto per servizi di monitoraggio remoto delle autovetture nell'ambito dell'iniziativa "enjoy" (per un importo di circa €1 milione) intratte-

nuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione;

- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

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

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019			2019		
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	3	71			229	
Angola LNG Supply Services Llc			181			
Coral FLNG SA	15		1.168	71		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		13			53	
Gruppo Saipem	75	227	510	27	503	
Karachaganak Petroleum Operating BV	33	198		1	1.134	
Mellitah Oil & Gas BV	57	171		3	365	
Petrobel Belayim Petroleum Co	50	1.130		7	1.590	
Unión Fenosa Gas SA	8	1	57	1	6	63
Vår Energi AS	32	143	482	63	1.481	(64)
Altre(*)	106	29	1	112	87	
	379	1.983	2.399	285	5.448	(1)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			180			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	101	1	3	14		
Altre	5	25	14	6	18	
	106	26	197	20	18	
	485	2.009	2.596	305	5.466	(1)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	185	284		105	602	(8)
Gruppo Italgas	3	154		1	677	
Gruppo Snam	278	229		71	1.208	
Gruppo Terna	40	45		171	223	17
GSE - Gestore Servizi Energetici	26	24		549	468	11
Altre	10	19		12	35	
	542	755		909	3.213	20
Altri soggetti correlati	2	3		5	37	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	75	74		33	457	
Totale	1.104	2.841	2.596	1.252	9.173	19

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

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018			2018		
		Credit e altre attività	Debit e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		1	96			156	
Angola LNG Supply Services Llc				177			
Coral FLNG SA		14		1.147	62		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		1	18			51	
Gruppo Saipem		75	171	793	30	420	
Karachaganak Petroleum Operating BV		27	134		1	998	
Mellitah Oil & Gas BV		1	268		1	502	
Petrobel Belayim Petroleum Co		56	2.029		7	2.282	
Unión Fenosa Gas SA		4	7	57	123		37
Vår Energi AS		13	100	218			
Altre(*)		44	25		111	104	(26)
		236	2.848	2.392	335	4.513	11
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				177			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		87	1	5	11		
Altre		6	23	14	7	13	
		93	24	196	18	13	
		329	2.872	2.588	353	4.526	11
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		134	151		118	514	227
Gruppo Italgas		5	146		23	667	
Gruppo Snam		237	289		109	1.184	(1)
Gruppo Terna		26	47		150	231	8
GSE - Gestore Servizi Energetici		67	85		555	588	74
Altre		25	18		45	34	
		494	736		1.000	3.218	308
Altri soggetti correlati		1	2		4	32	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»							
		40	140		34	229	
Totale		864	3.750	2.588	1.391	8.005	319

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

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017			2017		Altri proventi (oneri) operativi
		Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		1	83			142	
Coral FLNG SA		20	4	1.094	28		
Gruppo Saipem		63	76	7.270	44	450	
Karachaganak Petroleum Operating BV		36	121			951	
Mellitah Oil & Gas BV		5	220		2	495	
Petrobel Belayim Petroleum Co		86	1.205		8	3.168	
Unión Fenosa Gas SA				57	202	3	28
Altre ^(*)		84	22		128	140	
		295	1.731	8.421	412	5.349	28
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				169			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		77	1	5	7		
Altre		20	23	7	7	14	
		97	24	181	14	14	
		392	1.755	8.602	426	5.363	28
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		123	187		164	622	285
Gruppo Italgas		14	180	1	18	681	
Gruppo Snam		187	351		85	1.221	
Gruppo Terna		35	31		154	212	15
GSE - Gestore Servizi Energetici		69	219		702	506	2
Altre ^(*)		50	21		16	38	1
		478	989	1	1.139	3.280	303
Altri soggetti correlati		1	2		1	25	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»							
		39	145		42	530	
Totale		910	2.891	8.603	1.608	9.198	331

[*] Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

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

- 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 (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- l'acquisizione di servizi di trasporto e servizi di distribuzione dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA;
- 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 e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- 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 il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF -SpA (in liquidazione).

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

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e 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 €30 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €6 milioni e €1 milione.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019			2019	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				249		
Cardón IV SA		563	5		77	
Coral FLNG SA		253				2
Coral South FLNG DMCC				1.425		
Société Centrale Electrique du Congo SA		85				20
Altre		18	14	2	18	14
		919	19	1.676	95	36
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	96	36

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018			2018	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				245		
Cardón IV SA		705	36		95	
Coral FLNG SA		108				
Coral South FLNG DMCC				1.397		
Shatskmorneftegaz Sàrl					7	267
Société Centrale Electrique du Congo SA		64	30			5
Vår Energi AS			494			
Altre		38	4	22	13	9
		915	564	1.664	115	281
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		49	25			
		49	25			
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel			64			
Altre			8			2
			72			2
Totale		964	661	1.664	115	283

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017			2017	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				233		
Cardón IV SA		955			86	
Coral FLNG SA		56			71	
Coral South FLNG DMCC				1.334		
Gruppo Saipem			3	56	13	
Shatskmorneftegaz Sàrl		101			6	
Société Centrale Electrique du Congo SA		66	43			
Altre		48	49	2	14	1
		1.226	95	1.625	190	1
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Servizi Fondo Bombole Metano SpA		60	9		1	
Altre ^(*)		1	52			
		61	61		1	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre			8			3
			8			3
Totale		1.287	164	1.625	191	4

[*] Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

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

- 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 (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);
- 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 (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi);

- 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:

	31.12.2019			31.12.2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
(€ milioni)						
Altre attività finanziarie correnti	384	60	15,63	300	49	16,33
Crediti commerciali e altri crediti	12.873	704	5,47	14.101	633	4,49
Altre attività correnti	3.972	219	5,51	2.819	71	2,52
Altre attività finanziarie non correnti	1.174	911	77,60	1.253	915	73,02
Altre attività non correnti	871	181	20,78	624	160	25,64
Passività finanziarie a breve termine	2.452	46	1,88	2.182	661	30,29
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	889	5	0,56			
Debiti commerciali e altri debiti	15.545	2.663	17,13	16.747	3.664	21,88
Altre passività correnti	2.146	155	7,17	5.412	63	1,16
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.759	8	0,17			
Altre passività non correnti	1.611	23	1,43	1.475	23	1,56

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

	2019			2018			2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
(€ milioni)									
Ricavi della gestione caratteristica	69.881	1.248	1,79	75.822	1.383	1,82	66.919	1.567	2,34
Altri ricavi e proventi	1.160	4	0,34	1.116	8	0,72	4.058	41	1,01
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(50.874)	(9.173)	18,03	(55.622)	(8.009)	14,40	(51.548)	(9.164)	17,78
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(432)	28	..	(415)	26	..	(913)		
Costo lavoro	(2.996)	(28)	0,93	(3.093)	(22)	0,71	(2.951)	(34)	1,15
Altri proventi (oneri) operativi	287	19	6,62	129	319	..	(32)	331	..
Proventi finanziari	3.087	96	3,11	3.967	115	2,90	3.924	191	4,87
Oneri finanziari	(4.079)	(36)	0,88	(4.663)	(283)	6,07	(5.886)	(4)	0,07

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

(€ milioni)	2019	2018	2017
Ricavi e proventi	1.252	1.391	1.608
Costi e oneri	(6.869)	(5.210)	(5.360)
Altri proventi (oneri) operativi	19	319	331
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(839)	683	391
Interessi	81	110	187
Flusso di cassa netto da attività operativa	(6.356)	(2.707)	(2.843)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.332)	(2.768)	(3.838)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(339)	20	425
Variazione crediti finanziari	(241)	(566)	298
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.912)	(3.314)	(3.115)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(817)	16	(16)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(817)	16	(16)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(10.085)	(6.005)	(5.974)

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

(€ milioni)	2019			2018			2017		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.392	(6.356)	..	13.647	(2.707)	..	10.117	(2.843)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(11.413)	(2.912)	25,51	(7.536)	(3.314)	43,98	(3.768)	(3.115)	82,67
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(5.841)	(817)	13,99	(2.637)	16	..	(4.595)	(16)	0,35

37 | Altre informazioni sulle partecipazioni⁴¹

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Nel 2019 e nel 2018 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi.

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2019 è di €61 milioni (€57 milioni al 31 dicembre 2018).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2019 è stato acquisito il 10% della Windirect BV.

Nel 2018 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

⁽⁴¹⁾ L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2019 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2019

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Vår Energi AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,60	69,60
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Altre attività	30,54	30,99
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
Joint operation					
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Gas & Power	50,00	50,00
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	74,62	74,62
Collegate					
Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining & Marketing	20,00	20,00
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2019					
	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Cardón IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.385	7.012	585	208	31	551
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	182	2.272	41	6	12	40
Attività non correnti	18.427	5.997	827	2.383	322	1.085
Totale attività	19.812	13.009	1.412	2.591	353	1.636
Passività correnti	2.374	5.204	225	255	24	819
- di cui passività finanziarie correnti	33	557	49		9	165
Passività non correnti	13.820	3.680	563	2.040	46	354
- di cui passività finanziarie non correnti	3.929	3.147	493	1.140	33	274
Totale passività	16.194	8.884	788	2.295	70	1.173
Net equity	3.618	4.125	624	296	283	463
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	69,60	30,99	50,00	50,00	49,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.518	1.250	326	148	139	199
Ricavi e altri proventi	2.552	9.118	1.255	598	58	270
Costi operativi	(1.015)	(7.972)	(1.221)	(456)	(16)	(277)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.208)	(690)	(53)	(86)	(14)	(47)
Risultato operativo	329	456	(19)	56	28	(54)
Proventi (oneri) finanziari	(1)	(210)	(37)	(133)	(1)	(14)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(18)	6			
Risultato ante imposte	328	228	(50)	(77)	27	(68)
Imposte sul reddito	(258)	(130)	8	(103)	(7)	(12)
Risultato netto	70	98	(42)	(180)	20	(80)
Altre componenti dell'utile complessivo	40	66	11	5		
Totale utile complessivo	110	164	(31)	(175)	20	(80)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	49	4	(14)	(90)	10	(40)
Dividendi percepiti dalla joint venture	1.057				10	6

	2018							
(€ milioni)	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Cardón IV SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	PetroJunín SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.366	6.211	664	32	191	56	368	130
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	883	1.674	107	13	40	8		38
Attività non correnti	11.407	5.466	832	302	2.433	502	253	334
Totale attività	12.773	11.677	1.496	334	2.624	558	621	464
Passività correnti	608	4.430	260	52	232	111	470	307
- di cui passività finanziarie correnti		305	22			78		165
Passività non correnti	7.139	3.211	581	2	2.196	297	34	126
- di cui passività finanziarie non correnti	366	2.646	510		1.410	289		14
Totale passività	7.747	7.641	841	54	2.428	408	504	433
Net equity	5.026	4.036	655	280	196	150	117	31
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	69,60	30,99	50,00	49,00	50,00	50,00	40,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	3.498	1.228	335	137	98	75	47	(2)
Ricavi e altri proventi		8.530	1.521	53	610	22	112	731
Costi operativi		(7.682)	(1.461)	(16)	(372)	(58)	(100)	(697)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore		(811)	(70)	(12)	(137)	(30)	(394)	(62)
Risultato operativo		37	(10)	25	101	(66)	(382)	(28)
Proventi (oneri) finanziari		(165)	(31)		(208)	(12)	31	(5)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(88)	9					
Risultato ante imposte		(216)	(32)	25	(107)	(78)	(351)	(33)
Imposte sul reddito		(194)	(1)	(8)	(35)		(19)	(10)
Risultato netto		(410)	(33)	17	(142)	(78)	(370)	(43)
Altre componenti dell'utile complessivo		(46)	15		6		11	(4)
Totale utile complessivo		(456)	(18)	17	(136)	(78)	(359)	(47)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo		(146)	(23)	8	(71)	(39)	(148)	(21)
Dividendi percepiti dalla joint venture				8				11

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate, sono di seguito riportati:

	2019			
	Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
(€ milioni)				
Attività correnti	4.659	890	241	838
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	42	653	240	91
Attività non correnti	18.868	9.952	4.119	3.259
Totale attività	23.527	10.842	4.360	4.097
Passività correnti	8.470	185	230	585
- di cui passività finanziarie correnti	3.694			63
Passività non correnti	912	2.135	3.722	2.677
- di cui passività finanziarie non correnti	479	1.943	3.722	2.515
Totale passività	9.382	2.320	3.952	3.262
Net equity	14.145	8.522	408	835
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	20,00%	13,60%	25,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.829	1.159	102	264
Ricavi e altri proventi	399	1.552		818
Costi operativi	(357)	(549)		(763)
Ammortamenti e svalutazioni	(335)	(509)		(28)
Risultato operativo	(293)	494		27
Proventi (oneri) finanziari	(46)	(151)	(12)	(2)
Proventi (oneri) su partecipazioni	282			35
Risultato ante imposte	(57)	343	(12)	60
Imposte sul reddito	11		5	(10)
Risultato netto	(46)	343	(7)	50
Altre componenti dell'utile complessivo	(59)	162	8	5
Totale utile complessivo	(105)	505	1	55
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(9)	47	(2)	22
Dividendi percepiti dalla collegata	46			15

(€ milioni)	2018		
	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.027	109	926
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	698	109	178
Attività non correnti	9.079	2.434	2.296
Totale attività	10.106	2.543	3.222
Passività correnti	472	117	785
- di cui passività finanziarie correnti			134
Passività non correnti	1.500	2.018	1.755
- di cui passività finanziarie non correnti	1.328	2.016	1.473
Totale passività	1.972	2.135	2.540
Net equity	8.134	408	682
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo (%)	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.106	102	241
Ricavi e altri proventi	1.919		1.053
Costi operativi	(872)	(1)	(887)
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.647		(58)
Risultato operativo	2.694	(1)	108
Proventi (oneri) finanziari	(97)	(11)	(1)
Proventi (oneri) su partecipazioni			16
Risultato ante imposte	2.597	(12)	123
Imposte sul reddito			(26)
Risultato netto	2.597	(12)	97
Altre componenti dell'utile complessivo	337	16	17
Totale utile complessivo	2.934	4	114
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	353	(3)	25
Dividendi percepiti dalla collegata			25

38 | Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati.⁴²

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali

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

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa.⁴³

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2019, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234. Ad integrazione, si segnala il contributo ricevuto dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR) di €1.157.397.

[42] Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

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

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

Erogazioni concesse

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei	5.750.060
Fondazione Teatro alla Scala	3.082.352
Eni Foundation	732.661
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	264.085
Medici con l'Africa (CUAMM Onlus)	263.308
Monastero delle Clarisse di S. Maria Maddalena in Matelica	200.000
Associazione L'altra Napoli	95.000
Council on Foreign Relations	92.437
Atlantic Council of the United States, Inc.	84.034
World Business Council for Sustainable Development	74.824
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	52.957
Bruegel	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
italiadecide	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
ONG Volontariato Internazionale per lo Sviluppo (VIS)	32.908
Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo (ADPP)	32.908
Center For Strategic & International Studies	29.412
The Halo Trust	26.326
Politecnico di Milano - Dipartimento di "Scienze e Tecnologie Energetiche e Nucleari"	26.000
Foreign Policy Association - USA	22.065
The Metropolitan Museum of Art	22.065
Associazione Civita	22.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Human Foundation	20.000
Global Reporting Initiative	20.000
AMICAL	19.807
Comune Collesalveti	15.000
Associazione Canoa Club Livorno	15.000
I Sette Nani – società cooperativa	15.000
A.S.D Polisportiva G.S. Rodano	10.000
Liceo Classico "Eschilo" - Gela	10.000

39 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2019, 2018 e 2017 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel 2019, 2018 e 2017 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 | Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Impatto della diffusione pandemica del virus COVID-19 e altri sviluppi nel mercato petrolifero.

Nel gennaio 2020 l'inizio di una malattia pandemica, nota come COVID-19, e la successiva rapida diffusione in un numero crescente di nazioni di tutto il mondo ha innescato una profonda correzione nei prezzi del petrolio e delle altre commodity energetiche a causa dell'improvvisa caduta dei consumi in funzione dei provvedimenti via via sempre più severi adottati dai governi per contenere l'epidemia con pesanti ripercussioni sull'attività produttiva. Nei primi giorni di marzo i membri del cartello OPEC+ non hanno raggiunto l'accordo circa ulteriori tagli produttivi richiesti da alcuni di loro per reagire agli effetti prodotti dal Covid 19. Questi eventi hanno causato il crollo del prezzo del petrolio, che pure aveva iniziato l'anno su di un trend sostenuto, con il prezzo corrente del riferimento Brent che perde in questo periodo oltre il 50% del valore rispetto ai 65 \$/barile registrati nella prima parte di gennaio; tuttavia, il prezzo medio del Brent nel primo trimestre 2020 pari a circa 51 \$/barile evidenzia una variazione molto più contenuta rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (-20%).

Anche il prezzo spot del gas al punto virtuale di scambio italiano "PSV", principale riferimento per le vendite del gas equity, è diminuito in questo periodo, registrando un valore medio di 3,7 \$/mmBTU, con una riduzione del 50% rispetto al corrispondente periodo del 2019.

L'andamento 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 provocare una recessione globale 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+ abbandonasse effettivamente la politica di sostegno dei prezzi, com-

porterebbe effetti significativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business dell'Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista.

La Compagnia mantiene un elevato grado di flessibilità finanziaria e dispone di riserve di liquidità per far fronte a eventi imprevisti e a significative contrazioni dello scenario. Abbiamo istituito una riserva di liquidità strategica che consiste di asset prontamente realizzabili quali titoli di stato e obbligazioni corporate investment grade dell'ammontare complessivo di circa €6,8 miliardi e possiamo contare su disponibilità liquide ed equivalenti immediate per ulteriori €6 miliardi in grado di attenuare l'impatto sulla posizione finanziaria netta del Gruppo. Al 31 dicembre 2019 Eni dispone di linee di credito a breve uncommitted non utilizzate per €13.299 milioni e di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. I principali impegni finanziari previsti per il 2020 includono il rimborso delle quote in scadenza dei prestiti obbligazionari per €3,2 miliardi, l'esposizione a breve verso il sistema creditizio di €2,45 miliardi e 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 €8 miliardi allo scenario di budget.

Eni ha in corso la valutazione degli effetti di tali sviluppi sullo scenario petrolifero e delle azioni gestionali per attenuarne l'impatto. Le nuove assunzioni di scenario e gestionali e le conseguenti ricadute, al momento non ancora determinabili, sui risultati operativi, la liquidità e le valutazioni di recuperabilità dei valori d'iscrizione delle attività fisse dell'Eni saranno riflesse nei futuri reporting period.

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposi-

zioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione,

con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	17.643	6.747	15.512	20.691	43.272	12.118	11.434	15.912	1.360	144.689
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	323	502	34	2.361	11	1.592	979	194	6.014
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	384	21	1.549	225	1.328	116	36	23	12	3.694
Immobilizzazioni in corso	635	103	1.362	359	2.541	1.165	1.006	457	43	7.671
Costi capitalizzati lordi	18.680	7.194	18.925	21.309	49.502	13.410	14.068	17.371	1.609	162.068
Fondi ammortamento e svalutazione	(14.604)	(5.778)	(12.802)	(12.879)	(33.237)	(2.652)	(9.100)	(13.465)	(754)	(105.271)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.076	1.416	6.123	8.430	16.265	10.758	4.968	3.906	855	56.797
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.223	71		1.511		2	1.987		14.794
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.260					11			2.271
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		19	8					7		34
Immobilizzazioni in corso		945	7		15		19	229		1.215
Costi capitalizzati lordi		14.447	86		1.526		32	2.223		18.314
Fondi ammortamento e svalutazione		(5.287)	(61)		(323)		(20)	(1.124)		(6.815)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(c)}		9.160	25		1.203		12	1.099		11.499
2018										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.569	6.236	14.140	17.474	40.607	11.240	12.711	15.347	1.967	136.291
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	332	456	56	2.311	3	1.530	861	193	5.760
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	369	21	1.516	208	1.281	108	38	52	12	3.605
Immobilizzazioni in corso	653	103	1.554	1.504	2.307	1.382	562	595	127	8.787
Costi capitalizzati lordi	17.609	6.692	17.666	19.242	46.506	12.733	14.841	16.855	2.299	154.443
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.717)	(5.355)	(11.741)	(11.722)	(29.727)	(2.175)	(10.460)	(13.443)	(1.265)	(99.605)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.892	1.337	5.925	7.520	16.779	10.558	4.381	3.412	1.034	54.838
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		9.102	58		1.481		2	1.912		12.555
Attività relative a riserve probabili e possibili		1.045					11			1.056
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		25	6					7		38
Immobilizzazioni in corso		364	10		10		19	224		627
Costi capitalizzati lordi		10.536	74		1.491		32	2.143		14.276
Fondi ammortamento e svalutazione		(4.543)	(54)		(266)		(19)	(1.052)		(5.934)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		5.993	20		1.225		13	1.091		8.342

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €878 milioni nel 2019 e €831 milioni nel 2018 per le società consolidate e per €166 milioni nel 2019 e €180 milioni nel 2018 per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Vår Energi AS.

(c) Include l'allocazione a fair value degli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo ^(a)	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
Totale costi sostenuti società consolidate	1.118	292	985	1.684	2.165	496	1.454	1.226	82	9.502
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe		1.054								1.054
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		1.178								1.178
Costi di ricerca		125					(1)			124
Costi di sviluppo ^(b)		1.574	4		5			37		1.620
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate^(c)		3.931	4		5		(1)	37		3.976
2018										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe							382			382
Acquisizioni di riserve probabili e possibili							487			487
Costi di ricerca	26	106	43	102	66	3	182	215	7	750
Costi di sviluppo ^(a)	382	557	445	2.216	1.379	92	589	340	36	6.036
Totale costi sostenuti società consolidate	408	663	488	2.318	1.445	95	1.640	555	43	7.655
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca			2				103			105
Costi di sviluppo ^(b)			3					(16)		(13)
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			5				103	(16)		92
2017										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe					5					5
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	31	242	77	110	65	3	76	106	5	715
Costi di sviluppo ^(a)	251	364	785	3.041	1.939	246	714	292	14	7.646
Totale costi sostenuti società consolidate	282	606	862	3.151	2.009	249	790	398	19	8.366
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					90			91
Costi di sviluppo ^(b)			2		9		4	48		63
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	2		9		94	48		154

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €2.069 milioni nel 2019, decrementi per €517 milioni nel 2018 e costi per €355 milioni nel 2017.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €838 milioni nel 2019, decrementi per €22 milioni nel 2018 e decrementi per €23 milioni nel 2017.

(c) Include l'allocazione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera

all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.493	618	1.081		4.576	1.195	2.367	825	5	12.160
- vendite a terzi		30	4.084	3.715	944	766	149	180	227	10.095
Totale ricavi	1.493	648	5.165	3.715	5.520	1.961	2.516	1.005	232	22.255
Costi di produzione	(391)	(181)	(520)	(330)	(847)	(255)	(256)	(273)	(43)	(3.096)
Costi di trasporto	(5)	(31)	(60)	(10)	(39)	(158)	(4)	(15)		(322)
Imposte sulla produzione	(183)		(263)		(483)		(252)	(7)	(6)	(1.194)
Costi di ricerca	(25)	(51)	(30)	(10)	(90)	(39)	(170)	(31)	(43)	(489)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(944)	(201)	(839)	(978)	(3.060)	(444)	(820)	(607)	(97)	(7.990)
Altri (oneri) proventi	(337)	(16)	(452)	(433)	(502)	(71)	(76)	(86)	(1)	(1.974)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(392)	168	3.001	1.954	499	994	938	(14)	42	7.190
Imposte sul risultato	148	(11)	(2.561)	(839)	(268)	(326)	(719)	(5)	(31)	(4.612)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	(244)	157	440	1.115	231	668	219	(19)	11	2.578
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi		677	15		207			315		1.214
Totale ricavi		1.757	15		207			315		2.294
Costi di produzione		(336)	(8)		(24)			(25)		(393)
Costi di trasporto		(84)	(1)		(11)					(96)
Imposte sulla produzione			(2)		(7)			(81)		(90)
Costi di ricerca		(47)								(47)
Ammortamenti e svalutazioni		(722)	(1)		(70)			(51)		(844)
Altri (oneri) proventi		(237)	(1)		(28)		(3)	(133)		(402)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		331	2		67		(3)	25		422
Imposte sul risultato		(179)	(2)					(54)		(235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		152			67		(3)	(29)		187

(a) Include svalutazioni nette per €1.217 milioni.

(b) Esclude gli effetti sui ricavi, DD&A e imposte connessi a circa 3,8 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay e che sono invece riportati nella segment Information del settore E&P redatta secondo i principi IFRS in quanto la performance obligation del contratto è stata adempiuta ed è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.120	2.740	1.277		4.701	1.140	1.902	934	4	14.818
- vendite a terzi		494	3.741	3.207	830	769	493	50	190	9.774
Totale ricavi	2.120	3.234	5.018	3.207	5.531	1.909	2.395	984	194	24.592
Costi di produzione	(402)	(488)	(363)	(343)	(974)	(269)	(220)	(234)	(48)	(3.341)
Costi di trasporto	(8)	(142)	(50)	(11)	(42)	(136)	(7)	(16)		(412)
Imposte sulla produzione	(171)		(243)		(435)		(191)		(6)	(1.046)
Costi di ricerca	(25)	(85)	(48)	(22)	(44)	(3)	(79)	(69)	(5)	(380)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(281)	(664)	(582)	(795)	(2.490)	(387)	(941)	(594)	(67)	(6.801)
Altri (oneri) proventi	(442)	(193)	(101)	(239)	(1.126)	(67)	(135)	(54)		(2.357)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	791	1.662	3.631	1.797	420	1.047	822	17	68	10.255
Imposte sul risultato	(170)	(1.070)	(2.494)	(542)	(264)	(308)	(678)	7	(26)	(5.545)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	621	592	1.137	1.255	156	739	144	24	42	4.710
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15		257		6	420		698
Totale ricavi			15		257		6	420		698
Costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
Costi di trasporto			(1)		(28)			(2)		(31)
Imposte sulla produzione			(3)		(26)			(114)		(143)
Costi di ricerca		(6)					(235)			(241)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		224		(3)	(222)		(2)
Altri (oneri) proventi		(1)	2		(27)		(25)	(122)		(173)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(7)	5		366		(259)	(76)		29
Imposte sul risultato			(3)				(2)	(35)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(7)	2		366		(261)	(111)		(11)

(a) Include svalutazioni nette per €726 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.619	1.897	1.056		3.888	681	911	932	3	10.987
- vendite a terzi		481	3.184	2.128	547	713	291	96	168	7.608
Totale ricavi	1.619	2.378	4.240	2.128	4.435	1.394	1.202	1.028	171	18.595
Costi di produzione	(332)	(523)	(455)	(303)	(952)	(271)	(202)	(258)	(48)	(3.344)
Costi di trasporto	(5)	(164)	(49)	(11)	(34)	(125)	(4)	(54)		(446)
Imposte sulla produzione	(130)		(200)		(331)		(11)		(5)	(677)
Costi di ricerca	(26)	(122)	(22)	(191)	(60)		(61)	(39)	(4)	(525)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(465)	(838)	(679)	(767)	(2.063)	(289)	(765)	(577)	(59)	(6.502)
Altri (oneri) proventi	1.563	(141)	(162)	690	(716)	(221)	(84)	(342)	2	589
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.224	590	2.673	1.546	279	488	75	(242)	57	7.690
Imposte sul risultato	(299)	(216)	(1.978)	(214)	(38)	(223)	(67)	(38)	(23)	(3.096)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	1.925	374	695	1.332	241	265	8	(280)	34	4.594
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			14		129		22	517		682
Totale ricavi			14		129		22	517		682
Costi di produzione			(6)		(19)		(9)	(39)		(73)
Costi di trasporto			(2)		(18)			(1)		(21)
Imposte sulla produzione			(2)		(8)			(146)		(156)
Costi di ricerca		(1)					(13)			(14)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(54)		(13)	(271)		(339)
Altri (oneri) proventi		(2)	(2)		26		3	(199)		(174)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		56		(10)	(139)		(95)
Imposte sul risultato			(1)				(4)	(20)		(25)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)			56		(14)	(159)		(120)

(a) Include riprese di valore nette per €158 milioni.

RISERVE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2019 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 63\$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione⁴⁴ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti⁴⁵. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2019 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2019 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 31% delle riserve Eni al 31 dicembre 2019⁴⁶.

Nel triennio 2017-2019 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2019 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Zohr.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolute in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 57%, 61% e il 60% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2019, 2018 e 2017. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 3% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2019, 2018 e 2017.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 4%, il 4% e l'1,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2019, 2018 e 2017; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2019, 2018 e 2017.

[44] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Générale de Surveillance.

[45] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2019".

[46] Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
di cui: sviluppate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
non sviluppate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
Acquisizioni								29		29
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				2	21		2	9		34
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni ^(a)					(1)			(29)		(30)
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
di cui: sviluppate		154	11		8			32		205
non sviluppate		143			4			5		152
Acquisizioni		109								109
Revisioni di precedenti stime		45	2					(5)		42
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		6								6
Produzione		(27)	(1)		(2)			(1)		(31)
Cessioni		(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
Riserve al 31 dicembre 2019	194	465	480	264	704	746	491	256	1	3.601
Sviluppate	137	256	313	149	526	682	245	179	1	2.488
consolidate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
joint venture e collegate		219	12		7			31		269
Non sviluppate	57	209	167	115	178	64	246	77		1.113
consolidate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
joint venture e collegate		205			3					208

(a) Include 0,6 Mboe parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
<i>di cui: sviluppate</i>	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
<i>non sviluppate</i>	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042
Acquisizioni							319			319
Revisioni di precedenti stime	15	6	73	21	30	(27)	(54)	23	(1)	86
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte					13		1	86		100
Produzione	(22)	(40)	(56)	(28)	(89)	(35)	(28)	(19)	(1)	(318)
Cessioni		(278)		(1)						(279)
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
<i>di cui: sviluppate</i>			12		6			25		43
<i>non sviluppate</i>					6			111		117
Acquisizioni		297								297
Revisioni di precedenti stime					1			(96)		(95)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(3)		(5)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
Riserve al 31 dicembre 2018	208	345	504	279	730	704	476	289	5	3.540
Sviluppate	156	198	328	153	559	587	252	175	5	2.413
consolidate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
joint venture e collegate		154	11		8			32		205
Non sviluppate	52	147	176	126	171	117	224	114		1.127
consolidate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
joint venture e collegate		143			4			5		152

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
di cui: sviluppate	132	228	287	205	507	556	124	143	8	2.190
non sviluppate	44	36	167	76	302	211	183	20	1	1.040
Acquisizioni					2					2
Revisioni di precedenti stime	59	29	73	21	31	29	(69)	19	(1)	191
Miglioramenti di recupero assistito		1	6	7			9			23
Estensioni e nuove scoperte		103	1		18		4	3		129
Produzione	(20)	(37)	(58)	(26)	(90)	(30)	(19)	(23)	(1)	(304)
Cessioni				(3)	(6)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
di cui: sviluppate			13		8			22		43
non sviluppate					7			118		125
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime					(2)			1		(1)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(5)		(7)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	488	280	776	766	232	298	7	3.422
Sviluppate	169	219	318	203	552	547	81	169	5	2.263
consolidate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
joint venture e collegate			12		6			25		43
Non sviluppate	46	141	170	77	224	219	151	129	2	1.159
consolidate	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042
joint venture e collegate					6			111		117

GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
non sviluppate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni ^(a)					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
non sviluppate		2.386			7.155					9.541
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime		2.136	41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione		(1.885)	(35)		(1.006)			(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	29.267	77.920	146.993	124.350	55.747	38.203	53.446	14.350	561.574
Sviluppate	18.592	23.754	39.315	135.274	55.129	55.743	19.403	51.943	9.118	408.271
consolidate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
joint venture e collegate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
Non sviluppate	2.706	5.513	38.605	11.719	69.221	4	18.800	1.503	5.232	153.303
consolidate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
joint venture e collegate		4.955			5.635					10.590

(a) Include 498 Mscm parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
<i>di cui: sviluppate</i>	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
<i>non sviluppate</i>	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
Acquisizioni							1.966			1.966
Revisioni di precedenti stime	3.914	1.402	6.217	63.365	647	(632)	2.293	1.266	(441)	78.031
Miglioramenti di recupero assistito		2								2
Estensioni e nuove scoperte	2.446				188		5.797	2.165		10.596
Produzione	(4.405)	(4.599)	(13.426)	(12.594)	(5.224)	(2.741)	(5.693)	(1.231)	(1.181)	(51.094)
Cessioni		(13.140)		(24.615)			(50)	(731)		(38.536)
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
<i>di cui: sviluppate</i>			371		2.348		41	51.505		54.265
<i>non sviluppate</i>					7.531					7.531
Acquisizioni		10.202								10.202
Revisioni di precedenti stime			57		(169)			(601)		(713)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(46)		(922)		(22)	(2.291)		(3.281)
Cessioni							(19)			(19)
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	19.257	82.244	149.366	108.028	56.324	34.446	56.452	18.432	558.507
Sviluppate	27.744	16.318	41.349	94.332	54.606	52.263	23.271	52.964	12.796	375.643
consolidate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
joint venture e collegate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
Non sviluppate	6.214	2.939	40.895	55.034	53.422	4.061	11.175	3.488	5.636	182.864
consolidate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
joint venture e collegate		2.386			7.155					9.541

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
di cui: sviluppate	23.925	22.674	49.054	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
non sviluppate	3.723	2.215	56.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
Acquisizioni					33					33
Revisioni di precedenti stime	8.920	4.606	1.861	27.439	3.788	(7.926)	5.313	(1.727)	175	42.449
Miglioramenti di recupero assistito		6	(544)							(538)
Estensioni e nuove scoperte		812		1.797	52.061			111		54.781
Produzione	(4.565)	(4.923)	(18.118)	(8.917)	(4.591)	(2.726)	(3.575)	(2.007)	(1.085)	(50.507)
Cessioni				(53.425)	(26.031)					(79.456)
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
di cui: sviluppate			414		2.927		149	50.445		53.935
non sviluppate					7.494			48.188		55.682
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			(1)		378		6	(44.333)		(43.950)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(42)		(920)		(114)	(2.795)		(3.871)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.442	123.210	113.508	59.697	30.174	57.875	20.054	551.353
Sviluppate	27.962	21.829	35.284	40.228	50.297	53.179	24.417	56.347	14.709	324.252
consolidate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
joint venture e collegate			371		2.348		41	51.505		54.265
Non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	63.211	6.518	5.757	1.528	5.345	227.101
consolidate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
joint venture e collegate					7.531					7.531

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2019, 2018 e 2017. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi. Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo include-

no i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2019										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	12.363	3.268	38.083	37.020	48.778	36.435	31.220	11.378	1.686	220.231
Costi futuri di produzione	(5.078)	(1.175)	(6.944)	(10.934)	(15.534)	(8.239)	(8.888)	(5.060)	(293)	(62.145)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.551)	(1.338)	(4.985)	(1.591)	(6.265)	(2.362)	(6.047)	(2.629)	(225)	(28.993)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	3.734	755	26.154	24.495	26.979	25.834	16.285	3.689	1.168	129.093
Imposte sul reddito future	(796)	(249)	(13.632)	(7.829)	(9.926)	(5.485)	(11.379)	(1.034)	(143)	(50.473)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	2.938	506	12.522	16.666	17.053	20.349	4.906	2.655	1.025	78.620
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(466)	63	(5.852)	(5.822)	(6.604)	(10.832)	(1.990)	(1.187)	(443)	(33.133)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.472	569	6.670	10.844	10.449	9.517	2.916	1.468	582	45.487
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		25.094	380		1.787			7.730		34.991
Costi futuri di produzione		(6.953)	(113)		(863)			(2.038)		(9.967)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.519)	(23)		(59)			(145)		(6.746)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		11.622	244		865			5.547		18.278
Imposte sul reddito future		(7.020)	(77)		(225)			(1.783)		(9.105)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.602	167		640			3.764		9.173
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.544)	(88)		(322)			(1.809)		(3.763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.058	79		318			1.955		5.410
Totale	2.472	3.627	6.749	10.844	10.767	9.517	2.916	3.423	582	50.897

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2018										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.372	4.895	43.578	39.193	53.534	40.698	33.384	14.192	2.319	250.165
Costi futuri di produzione	(5.659)	(1.438)	(6.653)	(12.193)	(16.417)	(8.276)	(9.492)	(6.038)	(511)	(66.677)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.670)	(1.350)	(4.700)	(2.769)	(6.778)	(2.640)	(5.755)	(2.467)	(291)	(31.420)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	8.043	2.107	32.225	24.231	30.339	29.782	18.137	5.687	1.517	152.068
Imposte sul reddito future	(1.671)	(798)	(17.514)	(7.829)	(11.566)	(6.524)	(11.980)	(1.791)	(289)	(59.962)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	6.372	1.309	14.711	16.402	18.773	23.258	6.157	3.896	1.228	92.106
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.045)	(124)	(6.727)	(6.564)	(7.501)	(12.477)	(2.258)	(1.508)	(491)	(39.695)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.327	1.185	7.984	9.838	11.272	10.781	3.899	2.388	737	52.411
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		18.608	347		2.675			8.292		29.922
Costi futuri di produzione		(4.686)	(138)		(873)			(2.192)		(7.889)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(3.633)	(3)		(75)			(191)		(3.902)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		10.289	206		1.727			5.909		18.131
Imposte sul reddito future		(6.822)	(43)		(204)			(1.839)		(8.908)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		3.467	163		1.523			4.070		9.223
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.104)	(76)		(793)			(2.009)		(3.982)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		2.363	87		730			2.061		5.241
Totale	4.327	3.548	8.071	9.838	12.002	10.781	3.899	4.449	737	57.652

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2017										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	14.339	19.507	31.793	29.156	41.136	30.263	11.826	6.205	2.593	186.818
Costi futuri di produzione	(5.091)	(5.711)	(6.677)	(6.153)	(14.790)	(6.992)	(3.653)	(2.351)	(590)	(52.008)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.943)	(5.483)	(4.350)	(4.496)	(6.522)	(2.787)	(3.694)	(1.011)	(318)	(32.604)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	5.305	8.313	20.766	18.507	19.824	20.484	4.479	2.843	1.685	102.206
Imposte sul reddito future	(859)	(4.490)	(10.836)	(5.709)	(6.418)	(3.970)	(757)	(699)	(303)	(34.041)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.446	3.823	9.930	12.798	13.406	16.514	3.722	2.144	1.382	68.165
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.633)	(1.050)	(4.566)	(6.698)	(5.430)	(9.172)	(1.239)	(777)	(607)	(31.172)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.813	2.773	5.364	6.100	7.976	7.342	2.483	1.367	775	36.993
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			245		2.062		11	10.797		13.115
Costi futuri di produzione			(119)		(930)		(6)	(3.291)		(4.346)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(66)			(535)		(602)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			125		1.066		5	6.971		8.167
Imposte sul reddito future			(21)		(57)		(1)	(2.459)		(2.538)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			104		1.009		4	4.512		5.629
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(50)		(471)			(2.475)		(2.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			54		538		4	2.037		2.633
Totale	2.813	2.773	5.418	6.100	8.514	7.342	2.487	3.404	775	39.626

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2019, 2018 e 2017.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2019			
Valore al 31 dicembre 2018	52.411	5.241	57.652
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(18.236)	(1.675)	(19.911)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(14.972)	(2.247)	(17.219)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.240	86	1.326
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.157)	(916)	(2.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.128	687	5.815
- revisioni delle quantità stimate	5.573	1.377	6.950
- effetto dell'attualizzazione	8.666	1.050	9.716
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.013	(761)	5.252
- acquisizioni di riserve	260	2.579	2.839
- cessioni di riserve ^(a)	(429)	(88)	(517)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	990	77	1.067
Saldo aumenti (diminuzioni)	(6.924)	169	(6.755)
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897
(a) include il valore relativo ai volumi parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di Take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.			
2018			
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633	39.626
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.793)	(445)	(20.238)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	27.970	671	28.641
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.649		1.649
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.525)	216	(2.309)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.468	14	6.482
- revisioni delle quantità stimate	10.487	(803)	9.684
- effetto dell'attualizzazione	5.670	384	6.054
- variazione netta delle imposte sul reddito	(16.566)	193	(16.373)
- acquisizioni di riserve	5.369	6.700	12.069
- cessioni di riserve	(8.363)		(8.363)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	5.052	(4.322)	730
Saldo aumenti (diminuzioni)	15.418	2.608	18.026
Valore al 31 dicembre 2018	52.411	5.241	57.652
2017			
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121	29.838
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.125)	(432)	(14.557)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	23.940	1.482	25.422
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.697		1.697
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.817)	495	(2.322)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.203	45	7.248
- revisioni delle quantità stimate	5.269	(2.285)	2.984
- effetto dell'attualizzazione	3.864	438	4.302
- variazione netta delle imposte sul reddito	(6.498)	238	(6.260)
- acquisizioni di riserve	10		10
- cessioni di riserve	(2.995)		(2.995)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(5.272)	(469)	(5.741)
Saldo aumenti (diminuzioni)	10.276	(488)	9.788
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633	39.626

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 nel corso dell'esercizio 2019.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 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 al 31 dicembre 2019:
 - 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 sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

27 febbraio 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 della società di revisione indipendente

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

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

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

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027783240 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 Glimma 72 Tel. 0805640211 - Bergamo 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035229691 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - 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 del 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 66127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Fellissent 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Pascollo 43 Tel. 043225789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - Vicenza 36100 Piazza Fontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it



Aspetti chiave della revisione contabile

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

Aspetti chiave

Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave

Primo anno di revisione contabile

L'assemblea dei soci del 10 maggio 2018 ci ha conferito l'incarico di revisione legale sul bilancio consolidato del Gruppo Eni. Trattandosi del primo anno di revisione, nell'ambito delle attività da noi svolte ha assunto particolare rilevanza la comprensione del Gruppo Eni e del suo contesto operativo, con particolare riguardo alla specifica regolamentazione che norma i settori in cui opera, i rischi correlati, i processi e le policy aziendali poste a presidio di tali rischi.

In conformità con il principio di revisione di riferimento (ISA Italia 510 - Primi incarichi di revisione contabile - Saldi di apertura), sono state svolte analisi specifiche sui saldi di apertura al fine di stabilire se gli stessi contenessero errori significativi che potessero influire sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2019 e se i principi contabili adottati per la determinazione dei saldi di apertura fossero appropriati e coerenti con quelli adottati per la predisposizione del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2019.

Nello svolgimento delle nostre procedure di revisione abbiamo effettuato molteplici incontri con i principali referenti aziendali del Gruppo con particolare focus sulla comprensione dell'organizzazione, del sistema di controllo, del contesto normativo e regolamentare di riferimento. Le nostre procedure di revisione si sono focalizzate sulla comprensione delle politiche contabili adottate dal Gruppo Eni attraverso la lettura del manuale contabile ed il confronto con i principali referenti aziendali in relazione alle specifiche tematiche di settore oltre all'acquisizione di supporti documentali e all'analisi dei razionali sottostanti le principali scelte contabili adottate nell'ambito del bilancio consolidato dell'esercizio precedente. Abbiamo inoltre avuto accesso e analizzato le carte di lavoro del precedente revisore relative



al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2018. In particolare, con esso, abbiamo discusso la metodologia di revisione adottata, la materialità applicata, le analisi svolte in relazione alle scelte contabili adottate dal Gruppo Eni nonché le risultanze emerse dal lavoro di revisione svolto.

Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 12 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 20 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato

Le voci Immobili, impianti e macchinari, Diritto di utilizzo beni in leasing e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 46.492 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal*) E&P per Euro 1.563 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 7.412 milioni, Diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 3.895 milioni, Diritti e potenziale esplorativo per Euro 1.031 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2019 ammonta ad Euro 8.411 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2019 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 7.207 milioni.

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

- (i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
- (ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove



A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato, sono assoggettati a impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Al 31 dicembre 2019 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 1.217 milioni.

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

- (i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni del Gruppo;
- (ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
- (iii) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
- (iv) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
- (v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
- (vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

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

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

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

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

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

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

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni del Gruppo coinvolti nel processo di



valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance* e *Treasury* ci hanno supportato inoltre (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity e dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iii) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

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

Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa ed altri procedimenti in materia penale

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio consolidato

Il Gruppo è interessato da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'OPL 245 Nigeria e l'Indagine Congo, e in materia penale, il Proc. Pen. 12333/2017.

Per i citati procedimenti il Gruppo non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile o l'entità dell'eventuale stanziamento non è al momento determinabile in modo attendibile.

La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti rappresenta un complesso processo valutativo che comporta l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella formazione dell'informativa fornita in bilancio.

Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui il Gruppo è coinvolto, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa.

In particolare, è stata effettuata la comprensione del processo estimativo adottato dal Gruppo relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti.

In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle



Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.

funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione dell'esito atteso dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso:

- Esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dal Gruppo e/o dai suoi organi di governance.
- Esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni del Gruppo, con la funzione di Internal Audit, con la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi.
- Esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti.

Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Altri aspetti

Il bilancio consolidato del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso un giudizio senza modifica su tale bilancio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

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

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio



consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte. Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

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

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

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

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



dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

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

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

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

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

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

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

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

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

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

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2019, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2019 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.



A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2019 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

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

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

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del DLgs 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

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

Roma, 2 aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'G. Toselli', written over the printed name and title.

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Bilancio di esercizio 2019

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

153 | BILANCIO CONSOLIDATO

285 | BILANCIO DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio	286
Note al bilancio di esercizio	291
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti	353
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998	354
Attestazione del management	360
Relazione della Società di revisione	361
Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti	369

371 | ALLEGATI

STATO PATRIMONIALE

		31.12.2019		31.12.2018		01.01.2018*	
(€)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	4.752.470.760	110.988.773	9.654.468.868	502.964.041	6.213.811.825	367.730.040
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	6.229.958.835		6.100.426.641		5.793.162.809	
Altre attività finanziarie	(16)	4.692.864.012	4.688.843.170	2.688.524.711	2.686.455.675	2.699.464.465	2.691.668.755
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	4.980.639.428	2.981.395.714	5.573.774.237	3.122.929.196	5.888.079.765	3.466.904.113
Rimanenze	(8)	1.663.573.673		1.324.128.339		1.388.544.550	
Attività per imposte sul reddito	(9)	63.343.576		65.760.321		58.726.446	
Altre attività	(10)	1.532.342.642	993.956.577	1.216.634.786	790.360.827	959.982.778	377.969.627
		23.915.192.926		26.623.717.903		23.001.772.638	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(11)	7.482.764.775		7.578.619.152		7.178.646.178	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	2.027.023.519					
Attività immateriali	(13)	157.547.351		180.491.241		194.752.958	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.413.226.422		1.200.236.229		1.297.318.037	
Partecipazioni	(15)	42.534.715.849		41.914.073.644		42.336.529.045	
Altre attività finanziarie	(16)	4.168.637.337	4.148.763.021	1.974.727.001	1.954.457.145	4.832.057.257	4.811.641.219
Attività per imposte anticipate	(17)	993.402.181		1.168.817.273		1.151.910.450	
Attività per imposte sul reddito	(9)	79.752.834		78.314.917		77.527.975	
Altre attività	(10)	521.877.781	279.072.941	487.107.148	294.049.892	403.345.609	164.534.684
		59.378.948.049		54.582.386.605		57.472.087.509	
Attività destinate alla vendita	(25)	1.588.442		1.474.116		1.717.074	
TOTALE ATTIVITÀ		83.295.729.417		81.207.578.624		80.475.577.221	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.621.894.240	4.413.058.546	4.434.682.785	4.233.716.240	4.146.377.799	3.922.516.072
Quota a breve di passività a lungo termine	(19)	3.080.748.473	978.335	3.178.407.868	7.440.940	1.972.775.366	464.447
Quote a breve di passività finanziarie per beni in leasing	(12)	337.189.259	160.555.668				
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	5.544.690.061	3.082.138.817	5.631.752.561	2.901.317.916	6.224.379.855	3.156.070.915
Passività per imposte sul reddito	(9)	2.746.560		1.556.602		64.289.938	
Altre passività	(10)	3.065.257.148	1.454.017.809	2.235.585.039	699.551.357	1.680.769.029	510.938.545
		16.652.525.741		15.481.984.855		14.088.591.987	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	17.240.044.117	718.834.000	18.069.732.686	506.264.000	18.843.053.798	380.563.643
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	2.319.525.918	1.543.535.746				
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.308.691.031		3.860.607.419		3.760.664.177	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	376.267.163		370.072.343		353.083.516	
Passività per imposte sul reddito	(9)	15.455.000		22.829.000		20.247.000	
Altre passività	(10)	747.701.416	151.563.615	787.051.322	142.040.680	880.586.249	143.007.778
		25.007.684.645		23.110.292.770		23.857.634.740	
TOTALE PASSIVITÀ		41.660.210.386		38.592.277.625		37.946.226.727	
PATRIMONIO NETTO							
Capitale sociale	(26)	4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		36.216.209.281		36.570.923.909		36.000.165.103	
Acconto sul dividendo		[1.541.829.734]		[1.512.478.856]		[1.440.456.053]	
Azioni proprie		[981.047.639]		[581.047.644]		[581.047.644]	
Utile netto dell'esercizio		2.977.726.124		3.173.442.591		3.586.228.089	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		41.635.519.031		42.615.300.999		42.529.350.494	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		83.295.729.417		81.207.578.624		80.475.577.221	

[*] Per la riesposizione dei dati all' 01.01.2018 si rinvia al paragrafo dei Criteri.

CONTO ECONOMICO

(€)	Note	2019		2018	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[28]				
Ricavi della gestione caratteristica		28.496.142.053	11.076.717.103	31.794.899.384	13.296.210.660
Altri ricavi e proventi		429.985.627	186.165.602	330.771.212	126.640.523
Totale ricavi		28.926.127.680		32.125.670.596	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	[29]	(27.534.272.260)	(14.432.576.776)	(30.621.006.375)	(14.875.672.832)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	[7]	(65.165.504)		(26.410.349)	
Costo lavoro	[29]	(1.185.076.676)		(1.127.524.660)	
Altri proventi (oneri) operativi	[24]	112.722.000	(1.478.378.238)	113.047.226	505.622.860
Ammortamenti	[11],[12],[13]	(1.137.371.082)		(635.421.852)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	[14]	(1.144.400.696)		(13.359.653)	
Radiazioni	[11],[13]	(2.401.456)		(1.361.951)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(2.029.837.994)		(186.367.018)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[30]				
Proventi finanziari		1.625.147.595	244.817.589	1.616.145.269	188.208.837
Oneri finanziari		(2.015.741.083)	(81.182.872)	(1.878.697.439)	(18.629.139)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		116.895.080		33.058.919	
Strumenti finanziari derivati		(5.111.273)	8.590.077	(97.098.895)	210.592.495
		(278.809.681)		(326.592.146)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[31]	5.676.830.609		3.689.331.494	
UTILE ANTE IMPOSTE		3.368.182.934		3.176.372.330	
Imposte sul reddito	[32]	(390.456.810)		(2.929.739)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		2.977.726.124		3.173.442.591	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2019	2018
Utile netto dell'esercizio		2.978	3.173
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(16)	(11)
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie	(26)		(4)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(26)	4	4
		(12)	(11)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	(767)	(163)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	9	17
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(26)	222	34
		(536)	(112)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(548)	(123)
Totale utile complessivo dell'esercizio		2.430	3.050

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	10.368	959	(581)	581	61	(4)	(38)	9	308	25.287	(1.513)	3.173	42.615
Utile netto dell'esercizio													2.978	2.978
Altre componenti dell'utile complessivo:														
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(12)					(12)	(12)
								(12)					(12)	(12)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(545)							(545)	(545)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										9				9
						(545)				9			(536)	(536)
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2019 (€0,43 per azione)												(1.542)		(1.542)
Attribuzione del dividendo residuo 2018 (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)												1.513	(2.989)	(1.476)
Destinazione utile residuo 2018									(6)	190			(184)	
Acquisto azioni proprie				(400)	400					(400)				(400)
				(400)	400				(6)	(210)	(29)	(3.173)	(3.418)	(3.418)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riserva piano incentivazione di lungo termine											9			9
											9			9
Saldi al 31 dicembre 2019	4.005	10.368	959	(981)	981	(484)	(4)	(50)	9	311	25.086	(1.542)	2.978	41.636

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	10.368	959	(581)	581	197		(31)	15	492	24.379	(1.441)	3.586	42.529
Effetto 1° applicazione IFRS 9											(9)			(9)
Saldi al 1° gennaio 2018	4.005	10.368	959	(581)	581	197		(31)	15	492	24.370	(1.441)	3.586	42.520
Utile netto dell'esercizio													3.173	3.173
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(7)						(7)
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie							(4)							(4)
							(4)	(7)						(11)
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(129)								(129)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										17				17
						(129)				17				(112)
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2018 (€0,42 per azione)												(1.513)		(1.513)
Attribuzione del dividendo residuo 2017 (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2017 di €0,40 per azione)												1.441	(2.881)	(1.440)
Destinazione utile residuo 2017									23 (201)	883			(705)	
									23 (201)	883	(72)	(3.586)	(2.953)	
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riduzione riserva art.6 comma 2 D.Lgs. 38/2005									(29)		29			
Riserva piano incentivazione di lungo termine											5			5
Altre variazioni						(7)								(7)
						(7)			(29)		34			(2)
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	10.368	959	(581)	581	61	(4)	(38)	9	308	25.287	(1.513)	3.173	42.615

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2019	2018
Utile netto dell'esercizio	2.978	3.173
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
- Ammortamenti	1.137	635
- Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.144	13
- Radiazioni	2	1
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	947	1.162
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	[5]	[12]
Dividendi	[6.623]	[4.851]
Interessi attivi	[222]	[162]
Interessi passivi	611	500
Imposte sul reddito	390	3
Altre variazioni		67
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	[553]	119
- crediti commerciali	500	144
- debiti commerciali	[246]	[238]
- fondi per rischi e oneri	267	121
- altre attività e passività	[99]	[229]
Flusso di cassa del capitale di esercizio	[131]	[83]
Variazione fondo benefici per i dipendenti	[8]	5
Dividendi incassati	6.623	4.851
Interessi incassati	212	158
Interessi pagati	[588]	[492]
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati	[2]	[55]
Flusso di cassa netto da attività operativa	6.465	4.913
- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	[3.536]	[810]
Investimenti:		
- attività materiali	[1.109]	[1.003]
- attività immateriali	[27]	[35]
- partecipazioni	[1.962]	[743]
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	[2.477]	[57]
Flusso di cassa degli investimenti	[5.575]	[1.838]
Disinvestimenti:		
- attività materiali	8	14
- partecipazioni	521	25
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	343	2.964
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	20	11
- cessioni rami d'azienda		3
- titoli strumentali all'attività operativa		1
Flusso di cassa dei disinvestimenti	892	3.018
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa ^(a)	[2.202]	[360]
Flusso di cassa netto da attività di investimento	[6.885]	820
- di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	[4.287]	2.603
Assunzione [Rimborsi] di debiti finanziari non correnti	[958]	378
Rimborso di passività per beni in leasing	[293]	
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	187	283
	[1.064]	661
Dividendi pagati	[3.018]	[2.954]
Acquisto azioni proprie	[400]	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	[4.482]	[2.293]
- di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	240	444
Flusso di cassa netto dell'esercizio	[4.902]	3.440
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	9.654	6.214
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	4.752	9.654

(a) A partire dal 2019, Eni SpA, al fine di garantire un maggiore allineamento con il bilancio consolidato, presenta, all'interno del flusso di cassa netto da attività di investimento, la voce "Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa" che include gli investimenti/disinvestimenti netti in attività finanziarie rappresentative degli impieghi temporanei di eccedenze di liquidità e in crediti finanziari a breve termine. In precedenza, tenuto conto dell'accentramento in Eni SpA delle attività di tesoreria e di gestione del portafoglio di liquidità strategica, i flussi relativi a tali asset erano rappresentati, distintamente, nel flusso di cassa netto da attività di finanziamento per consentire una più agevole correlazione tra tale flusso di cassa e la variazione monetaria dell'indebitamento finanziario netto. Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario del periodo posto a confronto è stato coerentemente riesposto.

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 | Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.¹ Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 27 febbraio 2020.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate; per la valutazione delle esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto²; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque,

a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 | Schemi di bilancio³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁴. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con

[1] I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2019.

[2] In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

[3] Gli impatti sugli schemi di bilancio connessi con l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2019 dei nuovi principi contabili, nonché quelli connessi alle altre modifiche apportate agli schemi di bilancio, sono indicati nella nota 3 "Modifiche dei criteri contabili".

[4] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 27 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

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

3 | Modifiche dei criteri contabili

L'IFRS 16 "Leasing" (di seguito IFRS 16), omologato con il Regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017, è stato applicato a partire dal 1° gennaio 2019, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (in applicazione del cd. modified retrospective approach).

L'adozione dell'IFRS 16 ha comportato la rilevazione di lease liability per €2.077 milioni e di right-of-use asset, al netto dei fondi associati rilevati al 31 dicembre 2018 nei contratti onerosi, per €1.648 milioni. Come indicato nella nota 3 "Modifiche dei criteri contabili" del bilancio consolidato, in sede di prima applicazione, Eni SpA si è avvalsa dei seguenti espedienti pratici e/o opzioni previsti dal principio contabile:

- possibilità di non riesaminare ogni contratto già esistente al 1° gennaio 2019, applicando l'IFRS 16 ai contratti precedentemente identificati come leasing (ex IAS 17 e IFRIC 4) e non applicando l'IFRS 16 ai contratti che non erano classificati come leasing;
- possibilità, con riferimento ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi, di rilevare l'attività per diritto di utilizzo ad un importo corrispondente alla lease liability, rettificato, ove necessario, per tener conto di eventuali importi prepagati già rilevati nello stato patrimoniale;
- possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto di utilizzo al 1° gennaio 2019 avuto riguardo all'esistenza, al 31 dicembre 2018, di fondi per contratti onerosi;
- possibilità di non considerare i costi diretti iniziali nella determinazione del valore d'iscrizione delle attività per diritto di utilizzo al 1° gennaio 2019.

Inoltre, in sede di transizione, Eni SpA non si è avvalsa della facoltà di assimilare i leasing che presentavano una durata residua al 1° gennaio 2019 inferiore a 12 mesi ai leasing di breve durata.

Gli effetti quantitativi e le riclassifiche derivanti dalla prima applicazione, al 1° gennaio 2019, dell'IFRS 16 sono di seguito riportati:

(€ milioni)	Dati al 31 dicembre 2018	Applicazione IFRS 16	Riclassifiche IFRS 16	Dati riesposti al 1° gennaio 2019
Valori di bilancio				
Attività non correnti	54.582	2.077	(429)	56.230
- di cui: Diritto di utilizzo beni in leasing		2.077	(429)	1.648
Passività correnti	15.482	269		15.751
- di cui: Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		269		269
Passività non correnti	23.110	1.808	(429)	24.489
- di cui: Passività per beni in leasing a lungo termine		1.808		1.808
- di cui: Fondi rischi e oneri	3.860		(429)	3.431

Di seguito, è fornita la riconciliazione tra l'ammontare dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018, attualizzati al tasso di finanziamento incremen-

tale del locatario applicato in sede di prima applicazione dell'IFRS 16, e il saldo di apertura della lease liability al 1° gennaio 2019:

(€ milioni)	
Pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili al 31 dicembre 2018	2.233
Effetto attualizzazione	(288)
Estensione/Rinnovi	198
Altro	(66)
Lease liability al 1° gennaio 2019	2.077
- di cui correnti	269
- di cui non correnti	1.808

La media ponderata del tasso di attualizzazione applicato alle lease liability rilevate nello stato patrimoniale al 1° gennaio 2019 è pari al 3,86%. Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2019 sono entrate in vigore anche:

- le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture", omologate con il Regolamento n. 2019/237 emesso dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2019, volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche ai crediti concessi a società collegate o joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest) che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi;
- l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito", omologato con il Regolamento n. 2018/1595 emesso dalla Commissione Europea in data 23 ottobre 2018, contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. In particolare, in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio. Tali nuove disposizioni non hanno prodotto effetti significativi sui criteri di valutazione delle imposte sul reddito. Con riferimento alla rappresentazione negli schemi di bilancio, si segnala che, nel settembre 2019, l'IFRS Interpretations

Committee ha evidenziato che le uncertain tax asset/liability sono da rappresentarsi nelle voci che accolgono le attività e passività per imposte sul reddito e non in altre poste di bilancio. In questa prospettiva, rientrando nelle fattispecie delle uncertain tax liability anche gli accantonamenti operati per contenziosi in materia di imposte sul reddito, le passività correlate a contenziosi tributari per imposte sul reddito sono state riclassificate dalla voce "Fondi per rischi e oneri" alla nuova voce "Passività per imposte sul reddito" inserita nella sezione non corrente dello stato patrimoniale. Inoltre, lo schema di stato patrimoniale è stato integrato per prevedere, nella sezione non corrente, anche la nuova voce "Attività per imposte sul reddito", al fine di presentare in voci specifiche e non residuali le attività non correnti relative a imposte sul reddito (e diverse dalle imposte anticipate)⁵.

Infine, a partire dall'esercizio 2019, nello schema di stato patrimoniale sono state eliminate le voci "Attività per altre imposte correnti" e "Passività per altre imposte correnti" e i relativi saldi sono stati riclassificati all'interno delle voci "Altre attività" e "Altre passività" della sezione corrente. Questa nuova articolazione è stata effettuata al fine di semplificare lo schema di stato patrimoniale rendendo più agevole l'identificazione delle grandezze rilevanti per la comprensione della situazione patrimoniale della Società.

In relazione alle riclassifiche effettuate, ai fini comparativi, nello schema di stato patrimoniale è stata fornita la riesposizione anche dei dati al 1° gennaio 2018.

4 | Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

(5) In precedenza i crediti e debiti per imposte sul reddito, presentati nella sezione non corrente dello stato patrimoniale, erano inclusi, rispettivamente, nelle voci relative alle altre attività/passività non correnti.

5 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €4.752 milioni (€9.654 milioni al 31 dicembre 2018) con un decremento di €4.902 milioni e comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 90 giorni.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del

Gruppo che confluiscono sui conti Eni. Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono circa €198 milioni soggette a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro (€3.086 milioni) è di 9 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,217%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€686 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è 1,651%; la scadenza media dei depositi in sterline (€28 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,78%.

6 | Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.180	768
Altri titoli	5.050	5.332
	6.230	6.100

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità pun-

ta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.347 milioni (€1.301 milioni al 31 dicembre 2018).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Euro	3.841	4.188
Dollaro USA	2.179	1.547
Altre valute	210	365
	6.230	6.100

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
Italia	693	701	Baa3	BBB
Cile	169	172	A1	A+
Giappone	14	14	A1	A+
Messico	7	7	A3	BBB+
Germania	6	6	Aaa	AAA
Spagna	2	2	Baa1	A
	891	902		
Tasso variabile				
Italia	93	93	Baa3	BBB
Giappone	32	32	A1	A+
Germania	106	106	Aaa	AAA
Finlandia	27	27	Aa1	AA+
Regno Unito	7	7	Aa2	AA
Stati Uniti d'America	9	9	Aaa	AA+
Canada	4	4	Aaa	AAA
	278	278		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.169	1.180		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.164	1.193	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	803	819	da Aa3 a Baa3	da AA- a BBB-
Altri Titoli	90	90	da Aa3 a Baa2	da AA- a BBB
	2.057	2.102		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.489	1.494	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.014	1.020	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri Titoli	433	434	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB
	2.936	2.948		
Totale Altri titoli	4.993	5.050		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.162	6.230		

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

7 | Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Crediti commerciali	4.432	4.928
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	177	160
Anticipi al personale	38	31
Acconti per servizi e forniture	23	14
Crediti per attività di disinvestimento	1	2
Crediti verso altri	310	439
	4.981	5.574

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.

Al 31 dicembre 2019 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2020 per €615 milioni (€579 milioni nel 2018 con scadenza 2019). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Gas & Power (€334 milioni) e Refining & Marketing (€281 milioni).

I crediti verso altri di €310 milioni includono essenzialmente: (i) i cre-

diti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€242 milioni); (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€41 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €432 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2019					
Clientela business	353	1.172	223	347	2.095
Pubbliche Amministrazioni	3	6		3	12
Altre controparti	194	25	18	65	302
Imprese controllate	2.883				2.883
Valore lordo	3.433	1.203	241	415	5.292
Fondo svalutazione		(1)	(4)	(306)	(311)
Valore netto	3.443	1.202	237	109	4.981
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,15%	2,40%	75,37%	
31.12.2018					
Clientela business	277	1.722	354	220	2.573
Pubbliche Amministrazioni		9	3	3	15
Altre controparti	181		63	104	348
Imprese controllate	2.925				2.925
Valore lordo	3.383	1.731	420	327	5.861
Fondo svalutazione		(2)	(29)	(256)	(287)
Valore netto	3.383	1.729	391	71	5.574
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,17%	7,67%	81,27%	

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi sulla base della presenza di un processo di affidamento individuale o di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti commerciali diverse da pubbliche amministrazioni oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, presenza di elementi mitiganti il rischio, ecc.); (iii) presenza di elementi mitiganti il rischio controparte (quali forme di securitization, assicurazioni del rischio, garanzie di terzi); (iv) eventuali clausole contrattuali specifiche a tutela del credito; (v) andamento del settore di riferimento; (vi) rischio paese che considera le probabilità di accadimento su un orizzonte temporale di medio termine di eventi relativi al contesto operativo del creditore che possono compromettere la capacità di adempiere l'obbligazione verso Eni. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del portafoglio correnti e forward looking. La loss given default (LGD) di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali;

per i clienti in default sono utilizzate stime basate sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.

Per le controparti pubbliche amministrazioni la probabilità di 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, mentre la LGD è stimata sulla base delle medie storiche dei ritardi dei pagamenti, valorizzando in sostanza il time value tenuto conto delle forme di securitization in essere che possono comportare una mitigazione della stima della LGD.

Per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'expected loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. ratio di expected loss) i valori della probabilità di default e della capacità di recupero avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €311 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2018):

(€ milioni)	Crediti commerciali e altri crediti
Fondo svalutazione al 31.12.2018	287
Accantonamenti su crediti in bonis	5
Accantonamenti su crediti in default	78
Utilizzi su crediti in bonis	(19)
Utilizzi su crediti in default	(40)
Fondo svalutazione al 31.12.2019	311
Fondo svalutazione al 31.12.2017	242
Modifica criteri contabili (IFRS 9)	39
Fondo svalutazione al 1.01.2018	281
Accantonamenti su crediti in bonis	32
Accantonamenti su crediti in default	4
Utilizzi su crediti in bonis	(6)
Utilizzi su crediti in default	(24)
Fondo svalutazione al 31.12.2018	287

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €24 milioni è connessa ad accantonamenti netti rilevati a conto economico per €63 milioni (€26 milioni nel 2018) e per €39 milioni (€20 milioni nel 2018) all'utilizzo, in conto, per la copertura delle perdite su crediti precedentemente svalutati.

Le svalutazioni nette di crediti commerciali ed altri crediti di €65 milioni comprendono: (i) accantonamenti per €83 milioni; (ii) perdite su crediti per €2 milioni; (iii) utilizzi per esubero per €20 milioni.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti, generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – "Rapporti con parti correlate".

8 | Rimanenze correnti e rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Materie prime, sussidiarie e di consumo	325	124
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	188	174
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	158	60
Prodotti finiti e merci	980	933
Certificati bianchi	13	33
	1.664	1.324

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €325 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€596 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stocaggi Gas Italia SpA (€356 milioni) e di GNL depositato presso il ter-

minale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€28 milioni).

Le rimanenze di magazzino per €95 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA. Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €46 milioni (€189 milioni al 31 dicembre 2018) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Valore iniziale - Rimanenze correnti	189	22
Accantonamenti (utilizzi)	[143]	167
Valore finale - Rimanenze correnti	46	189

Gli utilizzi operati al fondo svalutazione nel 2019 derivano essenzialmente dall'adeguamento del valore di iscrizione delle rimanenze di greggi e di prodotti petroliferi ai prezzi di fine periodo.

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €1.413 milioni (€1.200 milioni al 31 dicembre 2018) includono 3,20 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del

31 dicembre 2012, in attuazione alla Direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo aumentano di €213 milioni per effetto principalmente dell'andamento della dinamica dei prezzi.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

9 | Attività e Passività per imposte sul reddito

(€ milioni)	31.12.2019				31.12.2018			
	Altre attività		Altre passività		Altre attività		Altre passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	21				22			
IRAP	30				29			
Crediti per istanze di rimborso	2	79			4	78		
Fondo per imposte sul reddito				15				23
Altre imposte sul reddito	11		3		11		2	
	64	79	3	15	66	78	2	23

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 32 – Imposte sul reddito.

10 | Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2019				31.12.2018			
	Altre attività		Altre passività		Altre attività		Altre passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.036	115	1.486	177	886	192	763	160
Passività da contratti per la clientela			432	455			389	518
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	26		413		42		376	
- IVA	174		186		93		202	
- Royalty su idrocarburi estratti			171				152	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			35				32	
- Altre imposte e tasse	78	3	43	32	69	2	25	52
	278	3	848	32	204	2	787	52
Altre	218	404	299	84	127	293	296	57
	1.532	522	3.065	748	1.217	487	2.235	787

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €64 milioni e €455 milioni (€66 milioni e €518 milioni nel 2018); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione per €182 milioni (€167 milioni nel 2018).

Le altre attività comprendono: (i) gli anticipi relativi alla capacità di trasporto pluriennale di cui Eni è titolare in corrispondenza dei punti di interconnessione con gasdotti esteri il cui utilizzo è differibile nel tempo ai sensi della Delibera 666/2017/R/GAS (cd. reshuffling) €204 milioni (€112 milioni nel 2018); (ii) i depositi cauzionali verso fornitori €70 milioni (€38 milioni nel 2018); (iii) il costo d'iscrizione del gas

prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long term, i cui volumi sottostanti, Eni prevede di ritirare oltre i 12 mesi per €138 milioni (€26 milioni oltre 12 mesi al 31 dicembre 2018).

Le altre passività comprendono essenzialmente: (i) gli anticipi a breve termine che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto €252 milioni (€204 milioni nel 2018); (ii) i rapporti con Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda €12 milioni (€19 milioni nel 2018); (iii) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas €12 milioni (€16 milioni nel 2018).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

11 | Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e Fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilitazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2019									
Valore iniziale netto	653	2.582	1.659	152	48	287	975	1.223	7.579
Operazioni straordinarie	(1)		(6)					(5)	(12)
Investimenti	1	2	35	11	17		437	606	1.109
Capitalizzazioni ammortamenti		31					4		35
Ammortamenti	(30)	(537)	(190)	(21)	(15)				(793)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(36)	(230)	(242)		(1)		(40)	(508)	(1.057)
Radiazioni			(2)						(2)
Dismissioni		(6)						(2)	(8)
Trasferimenti	28	224	138	9	10	6	(232)	(182)	1
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		615					16		631
Valore finale netto	615	2.681	1.392	151	59	293	1.160	1.132	7.483
Valore finale lordo	2.116	14.444	10.686	623	689	308	1.293	1.796	31.955
Fondo ammortamento e svalutazione	1.501	11.763	9.294	472	630	15	133	664	24.472
2018									
Valore iniziale netto	664	2.475	1.726	153	49	337	795	979	7.178
Operazioni straordinarie	(4)		(2)						(6)
Investimenti	2		23	12	12		441	513	1.003
Ammortamenti	(31)	(336)	(187)	(19)	(14)				(587)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(2)	144	(35)				(16)	(104)	(13)
Radiazioni								(1)	(1)
Trasferimenti	24	328	134	6	1	(50)	(279)	(164)	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		(29)					34		5
Valore finale netto	653	2.582	1.659	152	48	287	975	1.223	7.579
Valore finale lordo	2.103	13.604	10.553	599	664	302	1.082	1.449	30.356
Fondo ammortamento e svalutazione	1.450	11.022	8.894	447	616	15	107	226	22.777

Gli investimenti di €1.109 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€636 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, principalmente per il ripristino dell'impianto EST a Sanazzaro, il mantenimento dell'affidabilità degli impianti, gli interventi per la conversione del sistema di raffinazione, nonché gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€448 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguar-

dato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Emilio, Annabella e Brenda); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€25 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)

Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffinazione e logistica	5,5 - 15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

Le altre variazioni di €631 milioni si riferiscono: (i) alla revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla variazione

dei tassi di sconto, del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi (€616 milioni); (ii) alle differenze cambio di conversione (€15 milioni).

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

	2019		2018	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- fino a 3 anni			6	0,50
- oltre 3 anni	201	2,24	197	6,56
	201	2,24	202	7,06
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi			6	0,50
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	201	2,24	197	6,56
	201	2,24	202	7,06

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,52% (1,77% al 31 dicembre 2018). Gli oneri finanziari capitaliz-

zati ammontano a €59 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €105 milioni.

12 | Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
Prima applicazione IFRS16	1.083	522	236	110	56	19	51	2.077
Riclassifiche	(429)							(429)
Saldo iniziale al 01.01.2019	654	522	236	110	56	19	51	1.648
Incrementi	551	89	31	6	41	16	145	879
Ammortamenti ^(a)	(97)	(62)	(39)	(43)	(28)	(13)	(46)	(328)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(59)		(13)				(14)	(86)
Altre variazioni	(63)	(5)	(16)	1	(1)		(2)	(86)
Saldo finale al 31.12.2019	986	544	199	74	68	22	134	2.027
Valore lordo al 31.12.2019	1.634	592	250	115	96	34	192	2.913
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2019	648	48	51	41	28	12	58	886

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

La prima applicazione dell'IFRS 16 è commentata alla nota n. 3 – Modifiche dei criteri contabili.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €2.027 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €986 milioni ai contratti di tolling della Gas

& Power, in relazione in particolare al contratto di tolling di EniPower SpA in forza del quale EniPower produce tramite le proprie centrali energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA. Eni a sua volta mette a disposizione di EniPower i combustibili necessari e fornisce

le indicazioni sulle produzioni da effettuare. Il contratto con scadenza originariamente al 2027 è stato prorogato fino al 2033 coerentemente con l'allungamento delle vite utili delle centrali operato sulla base di una perizia esterna; (ii) per €544 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua compresa tra 1 e 7 anni comprensiva delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €199 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €74 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Gas & Power (€52 milioni); (v) per €68 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali – drilling Rig della Exploration & Production con una durata residua media contrattuale di circa 2 anni.

Per le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio è prevista la corresponsione di canoni variabili (royalties) sulla base dei volumi di carburanti erogati (€/Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predeterminata nei bandi di gara per l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli fissi dovuti per il leasing è nell'ordine del 28% per le concessioni autostradali e del 14% per le locazioni di stazioni di servizio.

Le informazioni relative alla recuperabilità del valore d'iscrizione del RoU sono riportate alla nota n. 14 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Passività per leasing		Totale
	Breve termine	Lungo termine	
Prima applicazione IFRS16	269	1.808	2.077
Saldo iniziale al 01.01.2019	269	1.808	2.077
Incrementi		886	886
Decrementi	(293)		(293)
Altre variazioni	361	(374)	(13)
Saldo finale al 31.12.2019	337	2.320	2.657

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €293 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €70 milioni.

Gli esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€297 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializ-

zazione dei prodotti petroliferi (€154 milioni), mezzi di perforazione (€28 milioni), navi e relative basi logistiche (€4 milioni); (ii) contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è ancora stato messo a disposizione del locatario (€438 milioni in relazione al contratto di locazione della nuova sede di SDM, durata 20 anni con opzione di proroga di 6 anni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019
Altri ricavi e proventi	
- proventi da remeasurements	3
	3
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi:	
- leasing di breve durata	16
- leasing di modico valore	14
- canoni di leasing variabili non inclusi nella passività per leasing	32
	62
Ammortamenti	
- ammortamenti dei diritti di utilizzo beni in leasing	328
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(30)
	298
Svalutazioni (riprese di valore) nette dei diritti di utilizzo beni in leasing	86
Proventi (oneri) finanziari	
- interessi passivi su passività per leasing	81
- oneri finanziari capitalizzati diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(4)
	77

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 5% al 100%.

13 | Attività immateriali

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2019							
Valore iniziale netto	17	100	12	34	163	17	180
Investimenti		20	7		27		27
Ammortamenti	(1)	(47)		(3)	(51)		(51)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(1)		(1)		(1)
Trasferimenti		9	(9)				
Altre variazioni		3			3		3
Valore finale netto	16	85	9	31	141	17	158
Valore finale lordo	385	1.161	10	619	2.175	94	2.269
Fondo ammortamento e svalutazione	369	1.076	1	588	2.034	77	2.111
2018							
Valore iniziale netto	20	108	13	37	178	17	195
Investimenti		26	9		35		35
Ammortamenti	(1)	(44)		(3)	(48)		(48)
Altre variazioni	(2)	10	(10)		(2)		(2)
Valore finale netto	17	100	12	34	163	17	180
Valore finale lordo	385	1.129	12	619	2.145	94	2.239
Fondo ammortamento e svalutazione	368	1.029		585	1.982	77	2.059

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €16 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €85 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffinaria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €9 milioni riguardano essen-

zialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €31 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna – Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento effettuato con il metodo UOP, sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'Alto Adriatico (€30 milioni).

Gli investimenti di €27 milioni (€35 milioni al 31 dicembre 2018) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

14 | Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state effettuate. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use – "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit – "CGU"); la definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Le principali CGU di Eni SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (iii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie e gli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete).

Dal 2019, a seguito dell'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 16 in materia di lease, il valore di libro delle CGU identificate comprende le attività per diritti di utilizzo beni in leasing (right-of-use o RoU) strumentali alla generazione dei flussi di cassa delle CGU di cui sono parte. La recuperabilità sulla base del valore d'uso di una CGU che include right-of-use asset significativi è determinata, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing e confrontando il valore risultante con il valore di iscrizione della CGU inclusivo del right-of-use.

I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della Società.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: (a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve tenuto conto delle scadenze contrattuali dei titoli e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; (b) per le CGU del business Refining & Marketing sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e

investimenti di mantenimento; (iii) nella previsione dei costi operativi si considerano gli oneri che si prevede di sostenere per la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale, al GNL, all'energia elettrica e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Exploration & Production e la Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital – "WACC"). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

In termini di impairment indicators i fattori considerati ai fini del bilancio consolidato risultano sostanzialmente applicabili anche a Eni SpA. In particolare con riferimento al mercato petrolifero i fondamentali di riferimento continuano a rimanere deboli a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta, alimentato dalla crescita delle produzioni di tight oil USA, nonostante l'impegno dei Paesi aderenti all'accordo OPEC+ di attuare una politica di sostegno dei prezzi, nonché per le incertezze sulla solidità della ripresa economica globale esposta a un ampio spettro di rischi (geopolitici, evoluzione della "trade dispute" tra USA e Cina, relazioni EU-UK nel post Brexit, nonché il rischio di pandemie). Il management Eni prevede un graduale bilanciamento dell'offerta e della domanda di greggio a medio termine, assumendo una moderata espansione dell'attività economica e gli effetti sull'offerta della disciplina finanziaria attuata dalle major petrolifere che hanno adottato significativi ridimensionamenti dei piani di crescita a beneficio del ritorno di cassa agli azionisti, nonché da ultimo il cambio di atteggiamento degli "independent producers" USA con focus spostato dalla crescita alla difesa del free cash flow. Su queste basi e considerando anche la view di istituti specializzati e banche d'affari, il management ha confermato il prezzo di lungo termine di 70 \$/barile per il greggio Brent in termini reali 2022, invariato rispetto all'assunzione del bilancio 2018.

La situazione di eccesso di offerta è ancora più accentuata nel mercato del gas per effetto della sovrapproduzione di gas associato in USA e del ramp up dei progetti di liquefazione che hanno aumentato in misura massiccia la disponibilità globale di GNL in un momento di debolezza dei grandi consumatori di questa fonte energetica (Cina, Corea del Sud e Giappone). Il management prevede il riequilibrio dei prezzi del gas a medio termine sui livelli del piano precedente in relazione all'attesa ripresa dell'economia asiatica e anche in considerazione dei trend in atto di "switch" dal carbone al gas nella produzione di energia elettrica in Europa, mentre sono state riviste al ribasso le previsioni di prezzo di lungo termine del riferimento USA Henry Hub in relazione agli squilibri strutturali del mercato. Sono

confermati, in linea con le precedenti proiezioni, gli spread tra i prezzi del gas del mercato di riferimento delle vendite del settore Gas & Power, l'Italia, e i prezzi spot agli hub continentali ai quali sono indicizzati buona parte dei costi di acquisto del gas in base ai contratti long term, escludendo pertanto impairment indicator per gli asset di riferimento.

I business downstream della raffinazione e della chimica sono attualmente in un downcycle a causa della debolezza dei consumi di carburanti e prodotti chimici, dell'eccesso d'offerta e di capacità globale e della pressione competitiva da parte di produttori con migliori posizioni di costo ed economie di scala (i raffinatori Medio-Orientali, i cracker a etano in Usa); a tali fattori si aggiungono i problemi ambientali legati al consumo di gasolio e di "single-use plastics" che fanno prevedere un continuo deterioramento di redditività e di consumi, nonché le previsioni di incremento dei costi dei certificati di emissione nell'ambito dell'Emission Trading Scheme europeo. Inoltre, le raffinerie Eni a elevata conversione sono state penalizzate dalla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi sour a elevato contenuto di zolfo e il greggio light Brent a causa di continue dislocazioni di mercato, riducendo la redditività degli impianti di conversione. Considerate tali debolezze strutturali, il management Eni ha rivisto al ribasso, rispetto al piano precedente, i margini di raffinazione e le previsioni di redditività dei prodotti chimici, evidenziando in tal modo indicatori di perdita di valore per le raffinerie di proprietà e gli impianti chimici.

Il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il WACC Eni, dal quale sono derivati i WACC adjusted post-tax utilizzati nelle valutazioni di recuperabilità degli asset del settore Exploration & Production e della linea di business Refining & Marketing, ha registrato un marginale incremento rispetto al 2018 al 7,4% vs. 7,3%, quale effetto compensativo di fenomeni contrapposti di rilevante entità. In particolare il management ha stimato un significativo incremento del costo della componente equity del capitale sulla base dei trend recenti osservati nei mercati finanziari internazionali. Al riguardo rileva, in primis, il declino registrato nel 2019 dei rendimenti dei titoli di Stato che ha determinato un apprezzamento dell'equity risk premium, cioè il rendimento extra che gli investitori domandano rispetto ai rendimenti di investimenti risk-free quali i titoli di Stato dei Paesi benchmark USA e Germania; l'altro trend è l'aumentato equity risk premium specifico applicato dagli investitori al settore Oil & Gas alla luce della sottoperformance del settore in questi ultimi anni rispetto ai rendimenti azionari medi e delle incertezze circa i ritorni futuri dell'Oil & Gas considerato il declino strutturale dei prezzi degli idrocarburi in un contesto di crescente volatilità e continua oversupply, nonché i rischi associati alla transizione energetica. L'incremen-

to del costo dell'equity è stato comunque quasi interamente assorbito dall'aumento della leva finanziaria in conseguenza dell'adozione del principio contabile IFRS 16 che ha determinato un sensibile incremento del debito totale iscritto nel bilancio, diluendo in tal modo l'incremento del costo della componente equity nella determinazione del costo medio ponderato del capitale. Al costo dell'equity è infine aggiunto un premio per il rischio paese medio ponderato del portafoglio Eni. La declinazione del WACC di Gruppo nei WACC dei singoli Paesi utilizzati ai fini dell'impairment test è ottenuta attraverso un adjustment pari alla differenza tra il premio medio ponderato per il rischio paese del portafoglio e lo specifico "country risk premium" applicabile alle realtà locali nelle quali opera il Gruppo.

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC adjusted sopra rappresentati nel 2019 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a €1.057 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing ed Exploration & Production. In particolare: (i) le svalutazioni rilevate nella Refining & Marketing di €787 milioni riguardano principalmente la svalutazione della Raffineria di Sannazzaro e gli investimenti di periodo relativi a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period; (ii) le svalutazioni rilevate nella Exploration & Production di €270 milioni riguardano le svalutazioni relative ad alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'off-shore adriatico dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della commodity gas naturale. Le svalutazioni nette dei diritti di utilizzo beni in leasing (€86 milioni) hanno riguardato principalmente la Gas & Power in relazione ai contratti di tolling.

Con riferimento alle attività di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione delle attività upstream, rileva inoltre la circostanza che, coerentemente con la strategia di decarbonizzazione definita, Eni ha avviato, dal 2019, la partecipazione a iniziative di conservazione delle foreste che prevedono l'acquisto a titolo oneroso di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1") del settore Exploration & Production ai fini delle neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi della Exploration & Production e, non essendo allocabili sulle singole CGU su basi ragionevoli e coerenti, sono riferiti all'intera linea di business e inclusi nel processo di impairment test attraverso il confronto delle previsioni di spesa per le attività forestry, attualizzate, con l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test.

15 | Partecipazioni

	2019				2018			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale
(€ milioni)								
Valore iniziale	40.348	1.548	18	41.914	40.762	1.563	12	42.337
Modifiche dei criteri contabili (IFRS 9)							20	20
Valore iniziale netto riesposto	40.348	1.548	18	41.914	40.762	1.563	32	42.357
Interventi sul capitale e acquisizioni	1.711			1.711	728			728
Cessioni e conferimenti	(204)			(204)				
Rettifiche di valore	(875)	(8)		(883)	(1.142)	(15)	(4)	(1.161)
Altre variazioni	(3)			(3)			(10)	(10)
Valore finale	40.977	1.540	18	42.535	40.348	1.548	18	41.914
Valore finale lordo	62.663	1.655	18	64.336	61.213	1.655	18	62.886
Fondo svalutazione	21.686	115		21.801	20.865	107		20.972

Le partecipazioni sono aumentate di €621 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2018	41.914
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	1.573
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	202
Raffineria di Gela SpA	80
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	80
Eni Mozambico SpA	12
Servizi Aerei SpA	8
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7
	1.962
Rami d'azienda	
Petroven Srl	12
	12
Riprese di valore	
Eni Angola SpA	414
Eni New Energy SpA	4
Servizi Aerei SpA	1
	419
Altri incrementi	
Versalis SpA	1
	1
<i>Decremento per:</i>	
Liquidazione	
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	(204)
	(204)
Rimborsi di capitale	
Floaters SpA	(9)
Eni Finance International SA	(242)
	(251)
Cessione	
Petroven Srl	(12)
	(12)
Svalutazioni	
Versalis SpA	(551)
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	(426)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(118)
Raffineria di Gela SpA	(76)
Eni Petroleum Co Inc	(63)
LNG Shipping SpA	(17)
EniProgetti SpA	(17)
Eni Mozambico SpA	(13)
Unión Fenosa Gas SA	(8)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(7)
Floaters SpA	(3)
Società Petrolifera Italiana SpA	(3)
	(1.302)
Altre variazioni	
Raffineria di Gela SpA	(4)
Partecipazioni al 31 dicembre 2019	42.535

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2019	Saldo netto al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2019 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	2	2	2	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	262	214
Eni Adfin SpA (in liquidazione)		204			
Eni Angola SpA	100,000	566	980	980	
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Srl	100,000	...	...	...	
Eni Energy Activities Srl	100,000		...	...	
Eni Finance International SA	33,613	604	362	559	197
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	71	2
Eni gas e luce SpA	100,000	1.545	1.545	1.395	(150)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	584	84
Eni International BV	100,000	28.462	30.035	36.149	6.114
Eni International Resources Ltd	99,998	...	1	36	35
Eni Investments Plc	99,999	3.821	3.821	3.340	(481)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	52	14	15	1
Eni Mozambico SpA	100,000	24	23	23	
Eni New Energy SpA	100,000	30	34	28	(6)
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.151	1.088	726	(362)
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	99,999	224		185	185
Eni Timor Leste SpA	100,000	5	5	5	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	325	325	669	344
Eni West Africa SpA	100,000	21	20	21	1
Eni Zubair SpA (in liquidazione)		...			
EniPower SpA	100,000	914	914	867	(47)
EniProgetti SpA	100,000	35	18	18	
EniServizi SpA	100,000	14	14	15	1
Floaters SpA	100,000	249	237	237	
Ieoc SpA	100,000	24	24	49	25
LNG Shipping SpA	100,000	274	257	247	(10)
Raffineria di Gela SpA	100,000			(64)	(64)
Serfactoring SpA	49,000	3	3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	51	60	59	(1)
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	11	8	8	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	207	155
Versalis SpA	100,000	1.051	501	517	16
Totale imprese controllate		40.348	40.977		

segue

(€ milioni)

Imprese collegate e joint venture

	Quota % posseduta al 31.12.2019	Saldo netto al 31.12.2018	Saldo netto al 31.12.2019 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	
Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200	...	...	4	4
Saipem SpA ^(a)	30,542	1.199	1.199	1.250	51
Seram SpA	25,000	...	...	1	1
Transmed SpA	50,000	...	...	6	6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	14	43	29
Unión Fenosa Gas SA	50,000	335	327	327	
Totale imprese collegate e joint venture		1.548	1.540		
		41.896	42.517		

(a) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2019 (€4,356 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.345 milioni.

In presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione inferiori rispetto al valore di patrimonio netto, è operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato. La stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato in particolare:

- le società appartenenti al settore Exploration & Production, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata e ai relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,4% e il 15,3%;
- Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,1%; la valutazione della partecipazione in Eni Trading & Shipping SpA comprende anche Eni Trading & Shipping Inc, il cui valore è calcolato

tramite l'attualizzazione dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 5,4%;

- Eni gas e luce SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 5,30%;
- Versalis SpA, sulla base del complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 7,9%;
- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted compreso tra il 3,56% e l'8,8%; il WACC adjusted del settore Gas & Power, determinato considerando la rischiosità espressa dallo specifico settore da un campione di società comparabili, è rimasto invariato rispetto al 2018.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2019, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

Di seguito il dettaglio delle "Partecipazioni minoritarie":

(€ milioni)	31.12.2019		31.12.2018	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value:				
BANCA UBAE SpA	8	5,39%	8	5,39%
Porto Intermodale Ravenna Società per Azioni S.A.P.I.R.	5	3,88%	5	3,88%
SIMEST SpA	4	1,30%	4	1,30%
Altre	1		1	
Totale	18		18	

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

16 | Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2019		31.12.2018	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	142	4.149	224	1.955
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.551		2.465	
	4.693	4.149	2.689	1.955
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	4.693	4.169	2.689	1.975

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni Finance International SA (€4.006 milioni) ed Eni gas e luce SpA (€123 milioni). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€2.278 milioni), Versalis SpA (€860 milioni), Raffineria di Gela SpA (€296 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€280 milioni) ed Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (€200 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €4.006 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.580 milioni (€914 milioni al 31 dicembre 2018).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.573 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,49% e 0,41% e in dollari compresi tra 1,78% e 1,92%.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

17 | Attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Imposte sul reddito anticipate IRES	857	1.129
Imposte sul reddito differite IRES	(53)	(82)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	153	93
Imposte sul reddito differite IRAP	(2)	(9)
Imposte sul reddito anticipate estere	4	5
Totale Eni SpA	959	1.136
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	34	33
	993	1.169

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2018	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2019
Imposte differite:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(24)		15		(9)
- differenze su derivati	(25)			25	
- altre	(42)	(21)	15	2	(46)
	(91)	(21)	30	27	(55)
Imposte anticipate:					
- differenze su derivati				197	197
- fondi per rischi ed oneri	1.337	218	(166)	(143)	1.246
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	425	306	(137)	142	736
- differenze su attività materiali ed immateriali	308	96	(46)	(2)	356
- svalutazione crediti	86	9	(3)		92
- fondi per benefici ai dipendenti	82	15	(18)	3	82
- perdita fiscale	1.961	214	(123)		2.052
- modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	10				10
- altre	100	32	(13)		119
	4.309	890	(506)	197	4.890
- svalutazioni anticipate	(3.082)	(794)			(3.876)
	1.227	96	(506)	197	1.014
Totale Eni SpA	1.136	75	(476)	224	959
Imposte anticipate joint operation	37	1		1	39
Imposte differite joint operation	(4)	(1)			(5)
Totale joint operation	33			1	34
	1.169	75	(476)	225	993

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €993 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e,

per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. In considerazione delle prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato è stata rilevata una svalutazione delle imposte anticipate per €794 milioni.

18 | Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Debiti commerciali	4.710	4.972
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	50	39
Debiti per attività di investimento	204	181
Debiti verso altri	581	440
	5.545	5.632

I debiti commerciali di €4.710 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€1.878 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.772 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€60 milioni).

I debiti verso altri di €581 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€200 milioni); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€187 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al

consolidato fiscale (€20 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

19 | Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019				31.12.2018			
	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	167	460	2.327	2.954	139	678	2.660	3.477
Obbligazioni ordinarie		2.620	13.801	16.421		2.493	14.514	17.007
Obbligazioni convertibili			393	393			390	390
Altri	4.455	1	719	5.175	4.296	7	506	4.809
	4.622	3.081	17.240	24.943	4.435	3.178	18.070	25.683

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie al 31 dicembre 2019 è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre		Totale quota a breve termine	Scadenza					Totale quote a lungo termine
	2018	2019		2021	2022	2023	2024	Oltre	
Tipo									
Banche	3.477	2.954	627	748	143	830	134	472	2.327
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.517								
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.216	1.216	14					1.202	1.202
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.038	1.038	1.038						
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.027	1.028	33					995	995
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.019	1.020	1.020						
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.009	1.010	15			995			995
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.008	1.008	14					994	994
- Euro Medium Term Notes 0,625%	895	896	2				894		894
- Euro Medium Term Notes 2,625%	802	802	2	800					800
- Euro Medium Term Notes 1,625%	799	799	8					791	791
- Euro Medium Term Notes 3,750%	764								
- Euro Medium Term Notes 1,750%	758	759	12				747		747
- Euro Medium Term Notes 1,500%	755	755	10					745	745
- Euro Medium Term Notes 0,750%	701	702	3		699				699
- Euro Medium Term Notes 1,000%	652	653	5					648	648
- Euro Medium Term Notes 1,125%	595	596	2					594	594
- Euro Medium Term Notes 1,000%		746	3					743	743
- Bond US 4,000%	875	894	11			883			883
- Bond US 4,750%	874	892	13					879	879
- Bond US 4,150%	397	405	405						
- Bond US 5,700%	306	313	4					309	309
- Bond US 4,250%		889	6					883	883
	17.007	16.421	2.620	800	699	1.878	1.641	8.783	13.801
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	390	393			393				393
	390	393			393				393
Altri	4.809	5.175	4.456	719					719
	4.809	5.175	4.456	719					719
	25.683	24.943	7.703	2.267	1.235	2.708	1.775	9.255	17.240

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 31 dicembre

2019 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €1.201 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Nel corso del 2019 sono stati emessi due nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €1.635 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2019 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.200	16	1.216	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	38	1.038	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	28	1.028	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	20	1.020	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	8	1.008	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	900	(4)	896	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	2	802	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	800	(1)	799	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	9	759	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	5	755	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	2	702	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	3	653	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(4)	596	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	750	(4)	746	EUR	2034	1,000
- Bond US	890	4	894	USD	2023	4,000
- Bond US	890	2	892	USD	2028	4,750
- Bond US	401	4	405	USD	2020	4,150
- Bond US	312	1	313	USD	2040	5,700
- Bond US	890	(1)	889	USD	2029	4,250
	16.283	138	16.421			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	400	(7)	393	EUR	2022	

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.463 milioni.

L'obbligazione convertibile di €393 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i

termini del regolamento. Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione pari ad €13,0535 e, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016. 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 al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Le passività finanziarie verso altri di €5.175 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con Eni Rewind SpA (€1.816 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€1.193 milioni), EniPower SpA (€324 milioni), LNG Shipping SpA (€243 milioni), Eni gas & luce SpA (€240 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2019 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro viene applicato un tasso negativo pari allo 0,4249% e un tasso positivo di 1,7485% per i depositi in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con

l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

(€ milioni)	31.12.2019		31.12.2018	
	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	16.327	2,02%	18.402	2,29%
Dollaro USA	3.994	4,60%	2.846	4,79%
	20.321		21.248	

Al 31 dicembre 2019, Eni dispone di linee di credito a breve termine uncommitted non utilizzate per €13.168 milioni (€12.355 milioni al 31 dicembre 2018). Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.667 milioni (€5.212 milioni al 31 dicembre 2018); questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2019 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

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.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €20.646 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Obbligazioni ordinarie	16.679	17.428
Obbligazioni convertibili	402	399
Banche	2.845	3.301
Altri	720	516
	20.646	21.644

Il fair value è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,49% e lo 0,41% (tra il -0,37% e l'1,15% al 31 dicembre 2018) e per il dollaro USA compresi tra l'1,92% e l'1,99% (tra il 2,44% e il 2,85%

al 31 dicembre 2018). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

20 | Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo	Passività per leasing	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2018	4.435	21.248		25.683
Prima applicazione IFRS16			2.077	2.077
Valore al 01.01.2019	4.435	21.248	2.077	27.760
Variazioni monetarie	187	(958)	(293)	(1.083)
Differenze cambio da conversione e da allineamento		7		7
Altre variazioni		24	873	916
Valore al 31.12.2019	4.622	20.321	2.657	27.600

Le altre variazioni riguardano essenzialmente gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti ovvero la revisione dei precedenti.

21 | Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2019			31.12.2018		
	Correnti	Non Correnti	Totale	Correnti	Non Correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	4.752		4.752	9.654		9.654
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.230		6.230	6.100		6.100
C. Liquidità (A+B)	10.982		10.982	15.754		15.754
D. Crediti finanziari^(a)	4.551		4.551	2.465		2.465
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	167		167	139		139
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	460	2.327	2.787	678	2.660	3.338
G. Prestiti obbligazionari	2.620	14.194	16.814	2.493	14.904	17.397
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	4.413		4.413	4.234		4.234
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	1	719	720		506	506
L. Altre passività finanziarie	42		42	69		69
M. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+L)	7.703	17.240	24.943	7.613	18.070	25.683
N. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (M-D-C)	(7.830)	17.240	9.410	(10.606)	18.070	7.464
O. Passività per beni in leasing	176	776	952			
P. Passività per beni in leasing verso entità correlate	161	1.544	1.705			
Q. Passività per leasing (O+P)	337	2.320	2.657			
R. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (M+Q)	8.040	19.560	27.600	7.613	18.070	25.683
S. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (R-D-C)	(7.493)	19.560	12.067	(10.606)	18.070	7.464

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.230 milioni (€6.100 milioni al 31 dicembre 2018) sono illustrate alla nota n. 6 – Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari di €4.551 milioni (€2.465 milioni al 31 dicembre 2018) sono commentati alla nota n. 16 – Altre attività finanziarie.

Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 19 – Passività finanziarie.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

22 | Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2018	1.909	742	598	110	80	102	319	3.860
Prima applicazione IFRS16			(429)					(429)
Valore al 01.01.2019	1.909	742	169	110	80	102	319	3.431
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	616							616
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	42							42
Accantonamenti	39	174	76	40		17	391	737
Utilizzi a fronte oneri	(53)	(162)	(50)	(30)	(7)		(48)	(350)
Utilizzi per esuberanza	(6)	(11)		(47)	(22)		(19)	(105)
Altre variazioni			(62)					(62)
Valore al 31.12.2019	2.547	743	133	73	51	119	643	4.309

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €2.547 milioni accoglie essenzialmente: (i) 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 siti (€2.473 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,27% e il 1,734%; il periodo previsto degli esborsi è 2020-2057; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€17 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €743 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€332 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€150 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€137 milioni), negli impianti di raffinazione (€24 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€55 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €133 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €73 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo esodi e mobilità lunga di €51 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamen-

to in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. In particolare, con riferimento al piano di mobilità 2010-2011, è inclusa la stima degli oneri a carico Eni derivanti dall'allungamento del periodo di raggiungimento dei requisiti pensionistici introdotto dall'art. 24 del DL 201/2011 convertito con modifiche in legge 214/2011. Il fondo si riduce per effetto della progressiva inclusione degli ex dipendenti nell'ambito dei provvedimenti normativi (cd. salvaguardie) che consentono il raggiungimento dei requisiti pensionistici con le regole precedenti a quelle introdotte dalla legge 214/2011 e per le successive disposizioni intervenute in materia pensionistica, previste dal DL 4/2019 convertito con modifiche in legge 26/2019 ("Pensione quota 100"; sospensione fino al 2026 degli incrementi speranza di vita dei requisiti della pensione anticipata).

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €119 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €643 milioni comprendono essenzialmente: (i) fondo copertura perdite per oneri relativi alla partecipazione in Raffineria di Gela SpA (€64 milioni); (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€47 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€36 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€17 milioni); (v) oneri connessi alla stima di indennizzi da corrispondere ai proprietari di terreni e fabbricati adiacenti a installazioni produttive a seguito di eventi incidentali (€16 milioni).

23 | Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Piani a benefici definiti:		
- TFR	167	169
- Piani esteri a benefici definiti	2	3
- Fisse e altri	90	72
	259	244
Altri fondi per benefici ai dipendenti	117	126
	376	370

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €117 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €104 milioni e i premi di anzianità per €11 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2019						31.12.2018					
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisse e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisse e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	169	18	72	259	126	385	171	16	67	254	117	371
Costo corrente		1	1	2	39	41		1	1	2	31	33
Interessi passivi	2		1	3		3	3	1		4		4
Rivalutazioni:	3	3	14	20		20	(3)	7	4	25		29
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche							(1)		(1)			(1)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	4	1		5		5					24	24
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	2	14	15		15	(2)	7	5	1		6
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione			5	5		5						
Benefici pagati	(7)		(3)	(10)	(48)	(58)	(5)	(3)	(3)	(11)	(48)	(59)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti											1	1
Altre variazioni								6		6		6
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	167	22	90	279	117	396	169	18	72	259	126	385
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		20		20		20		18		18		18
Rendimento delle attività a servizio del piano		(1)		(1)		(1)		(2)		(2)		(2)
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati								(3)		(3)		(3)
Altre variazioni								6		6		6
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		20		20		20		20		20		20
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		5		5		5						
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		(5)		(5)		(5)		5		5		5
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		-		-		-		5		5		5
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	167	2	90	259	117	376	169	3	72	244	126	370

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti⁶, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2019						
Costo corrente		1	1	2	39	41
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione			5	5		5
Interessi passivi (attivi) netti:						
- <i>Interessi passivi sull'obbligazione</i>	2		1	3		3
Totale interessi passivi (attivi) netti	2		1	3		3
- <i>di cui rilevato nel "Costo lavoro"</i>						
- <i>di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"</i>	2		1	3		3
Rivalutazioni dei piani a lungo termine						
Totale	2	1	7	10	39	49
- <i>di cui rilevato nel "Costo lavoro"</i>		1	6	7	39	46
- <i>di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"</i>	2		1	3		3
2018						
Costo corrente		1	1	2	31	33
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione						
Interessi passivi (attivi) netti:						
- <i>Interessi passivi sull'obbligazione</i>	3	1		4		4
Totale interessi passivi (attivi) netti:	3	1		4		4
- <i>di cui rilevato nel "Costo lavoro"</i>						
- <i>di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"</i>	3	1		4		4
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					25	25
Totale	3	2	1	6	56	62
- <i>di cui rilevato nel "Costo lavoro"</i>		1	1	2	56	58
- <i>di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"</i>	3	1		4		4

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2019				2018			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	4	1		5				
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	2	14	15	(2)	7		5
- Rendimento delle attività a servizio del piano		1		1		2		2
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		(5)		(5)		5		5
	3	(1)	14	16		4	7	11

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	20	20
	20	20

(6) L'ammontare delle passività relative agli impegni di Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato sulla base delle contribuzioni operate dall'azienda.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(%)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2019					
Tassi di sconto	(%)	0,7	0,5 - 1,2	0,7	0,0 - 1,2
Tasso di inflazione	(%)	0,7	0,5 - 1,5	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2018					
Tassi di sconto	(%)	1,5	1,5	1,5	0,2 - 1,5
Tasso di inflazione	(%)	1,5	1,5	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2019					
Effetto sull'obbligazione (DB0):					
TFR	(7)	7	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(6)	7			6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	1	1		
31.12.2018					
Effetto sull'obbligazione (DB0):					
TFR	(8)	7	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(5)	5		4	6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(1)	2	...		

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per be-

nefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €52 milioni, di cui €15 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2019					
2020		10	...	5	37
2021		10	...	4	36
2022		8	...	4	34
2023		7	...	4	1
2024		10	...	4	1
Oltre il 2024		122	...	69	6
Durata media ponderata	anni	8,9	7,0	14,5	2,7
31.12.2018					
2019		9	...	4	48
2020		9	...	3	36
2021		11	...	3	36
2022		9	...	3	1
2023		8	...	3	1
Oltre il 2023		123	...	56	5
Durata media ponderata	anni	9,2	8,0	14,2	2,5

24 | Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2019		31.12.2018	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	105	50	107	58
- Outright	13	13	10	10
- Interest currency swap	26	23	85	83
	144	86	202	151
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	46	46	23	23
	46	46	23	23
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	896	718	495	543
- Future	4	3	7	5
- Altri	12		1	5
	912	721	503	553
	1.102	853	728	727
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	38	799	329	175
	38	799	329	175
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	11	11	21	21
Totale contratti derivati	1.151	1.663	1.078	923
Di cui:				
- correnti	1.036	1.486	886	763
- non correnti	115	177	192	160

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.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi

di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie. Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi.

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity – linked cash – settled non diluitivo. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Passività finanziarie.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019			31.12.2018		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	3.566	(1.556)	7	2.942	386	(3)

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2019			31.12.2018		
	Variazione cumulata di valore dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione cumulata di valore dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
(€ milioni)						
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	1.529	[682]	[753]	[378]	85	549

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti 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 che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge. Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura; pertanto in queste fattispecie la relazione di copertura non

soddisfa più gli obiettivi di risk management definiti e ove opportuno sono attivate le operazioni di ribilanciamento della copertura.

In particolare, con riferimento all'esercizio 2019, la variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura imputata nella riserva cash flow hedge ammonta complessivamente a €767 milioni (negativi) derivante dalla variazione di fair value considerata efficace (€1.556 milioni) ridotta degli effetti del relativo rigiro a conto economico (€753 milioni) e nelle voci di magazzino, a rettifica dei costi di acquisto delle merci oggetto di copertura (€36 milioni). Al 31 dicembre 2019 la riserva cash flow hedge negativa ammonta complessivamente a €682 milioni; il movimento della riserva cash flow hedge è indicato alla nota n. 26 – Patrimonio netto. L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.902 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €21 milioni nel corso del 2019) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.844 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Di seguito sono indicati gli effetti economici relativi alla gestione degli strumenti finanziari derivati:

Effetti rilevati tra gli Altri proventi (oneri) operativi

(€ milioni)	2019	2018
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	105	116
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	7	[3]
	112	113

Gli altri proventi operativi netti di €112 milioni (proventi operativi netti di €113 milioni al 31 dicembre 2018) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al re-

golamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (proventi netti di €105 milioni).

Effetti rilevati tra i Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018
Strumenti finanziari derivati su valute	(4)	(98)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(1)	1
	(5)	(97)

Gli oneri finanziari netti su strumenti finanziari derivati di €5 milioni (oneri netti per €97 milioni nel 2018) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei

rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

25 | Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni (€1 milione nel 2018) si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

26 | Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(981)	(581)
Riserva azioni proprie in portafoglio	981	581
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(484)	61
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(4)	(4)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(50)	(38)
Riserva IFRS 10 e 11	311	308
Altre riserve di utili non disponibili:	9	9
Riserva art. 6, comma 2 D.Lgs. 38/2005	9	9
Altre riserve di utili disponibili:	25.086	25.287
Riserva disponibile	23.930	24.140
Riserva da avanzo di fusione	636	636
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	14	5
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Acconto sui dividendi	(1.542)	(1.513)
Utile dell'esercizio	2.978	3.173
	41.636	42.615

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2019, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2018) come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 61.635.679 azioni, pari all' 1,70%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.478.818.036 azioni, pari al 68,20%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Eni-fin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Eni-fin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 C.C.

Azioni proprie acquistate

Il 14 maggio 2019, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere, entro 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto massimo di n. 62.000.000 azioni ordinarie della Società, rappresentative dell'1,84% circa del capitale, per un esborso complessivo fino a €1.200 milioni. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2019 sono state acquistate n. 28.590.482 azioni (pari allo 0,79% del capitale sociale) per un controvalore complessivo di €400 milioni⁷. Al 31 dicembre 2019, le azioni proprie acquistate ammontano a €981 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2018), e sono rappresentate da n.

61.635.679 azioni ordinarie. L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

Riserva azioni proprie in portafoglio

La riserva azioni proprie in portafoglio di €981 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2018) è a fronte del valore di iscrizione n. 61.635.679 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2019 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva negativa di €484 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

[€ milioni]	Derivati di copertura Cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2018	85	[24]	61
Variazione dell'esercizio	[1.556]	450	[1.106]
Rigiro a conto economico	753	[218]	535
Rigiro a rettifica Rimanenze	36	[10]	26
Riserva al 31 dicembre 2019	[682]	198	[484]

[7] L'importo all'euro è 399.999.994,58.

Riserva fair value partecipazioni minoritarie

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €4 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione al fair value della partecipazione in BANCA UBAE SPA.

La riserva è disponibile per la copertura perdite.

Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €50 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €311 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di €9 milioni riguardano la riserva art. 6 comma 2, D.Lgs. n. 38/2005. La riserva riguarda le plusvalenze iscritte in esercizi precedenti nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €25.086 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €23.930 milioni si decrementa di €210 milioni a seguito essenzialmente dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€400 milioni). La riserva inoltre si incrementa per effetto dall'attribuzione dell'utile 2018 (€190 milioni) in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 14 maggio 2019;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto

azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €14 milioni. Accoglie gli effetti del piano di lungo termine azionario 2017-2019 approvato dall'Assemblea degli azionisti del 13 aprile 2017 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€12 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€2 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €1.542 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione deliberato il 19 settembre 2019 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2019.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €24,95 miliardi.

27 | Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €115.285 milioni (€101.165 milioni al 31 dicembre 2018) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Imprese controllate	113.426	98.133
Imprese collegate e joint venture	1.052	1.276
Proprio	700	1.749
Altri	107	7
Totale	115.285	101.165

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €113.426 milioni riguardano:

- per €44.521 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.452 milioni (\$5.000 milioni), di €8.904 milioni (\$10.000 milioni) e di €22.261 milioni (\$25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. L'impegno effettivo è pari al valore nominale; per €8.904 milioni (\$10.000 milioni) le due garanzie rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1 e 2;
- per €20.025 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €8.809 milioni;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.016 milioni;
- per €6.724 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Gas & Power (€5.387 milioni), Altre attività (€743 milioni), Corporate e società finanziarie (€250 milioni), Refining & Marketing (€221 milioni) e Chimica (€123 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €6.527 milioni le garanzie rilasciate a fronte dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della Joint venture ADNOC Global Trading LTD dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; in particolare per €3.562 milioni la ga-

ranzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, ADNOC Global Trading Ltd a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle società e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; per €2.965 milioni la garanzia rilasciata in data 27 gennaio 2019 a copertura degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement e rimarrà in essere fino al pagamento della Deferred Consideration (pari a 80 milioni di USD) previsto entro il 31 marzo 2020;

- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo è di €495 milioni;
- per €3.007 milioni le garanzie rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €2.725 milioni;
- per €2.671 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo è di €1.577 milioni;
- per €2.486 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €1.357 milioni;
- per €1.781 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2019 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €1.247 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €772 milioni;
- per €258 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- per €35 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas

nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;

- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €30 milioni;
- per €20 milioni le garanzie rilasciate a imprese assicuratrici nell'interesse di Eni Insurance DAC a fronte dei contratti di riassicurazione a favore delle imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €1.052 milioni riguardano essenzialmente:

- per €499 milioni la garanzia prestata alla Treno Alta Velocità – TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem). La riduzione dell'importo è avvenuta in seguito all'esito positivo del collaudo dei lotti da 1 a 4; in corso l'attività di collaudo per il 5° e ultimo lotto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 risulta azzerato. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato ad Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per €296 milioni la garanzia prestata a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalla Vår Energi (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), riferita essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative

minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;

- per €181 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 ammonta a €44 milioni;
- per €19 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €700 milioni riguardano essenzialmente:

- per €698 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2019 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2019	31.12.2018
Impegni	134	136
Rischi	422	414
	556	550

Gli impegni di €134 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (16 milioni), dalla riqualificazione territoriale Comune di Taranto (4 milioni) e dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2019 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €114 milioni (€65 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €2 milioni come impegno economico).

I rischi di €422 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas na-

turale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;

- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del

settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;

- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "beneficiation" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero [Oleodotto del Reno SA – 100% Eni Rewind SpA]. Al 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

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

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

Gestione dei rischi finanziari⁸

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 ad 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 la cui attività è svolta da Eni Trading & Shipping ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.

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

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

organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting e dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al 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, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Gas & LNG Marketing and Power Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

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

RISCHIO MERCATO - TASSO DI CAMBIO

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

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

RISCHIO MERCATO - TASSO D'INTERESSE

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

RISCHIO MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve 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; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad 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 presen-

za 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; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate da Eni Trading & Shipping 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).

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

RISCHIO MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per Portafoglio espresso in USD. Nel 2019, 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 2018.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2019 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2018) 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)	2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	3,70	1,17	2,18	1,46	2,47	1,23	1,71	1,45
Tasso di cambio ^(a)	0,32	0,01	0,08	0,08	0,43	0,02	0,16	0,15

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

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

(€ milioni)	2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(b)	15,98		4,07		11,41		5,33	

(b) Il perimetro consiste nell'unità di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power). A partire dal 2014, 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 nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

[Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP]

(€ milioni)	2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica - portafoglio euro ^(a)	0,37	0,31	0,35	0,33	0,35	0,25	0,29	0,25

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

(\$ milioni)	2019				2018			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica - portafoglio USD ^(b)	0,05	0,02	0,04	0,05	0,04	0,01	0,02	0,02

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

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata adottato. Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

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

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

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

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e alta 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 31 dicembre 2019 il programma risulta utilizzato per circa €15 miliardi (di cui Eni SpA €13 miliardi).

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2019 il rating di Eni non ha subito variazioni.

Nel 2019 sono stati emessi, nell'ambito del Gruppo, bond per un controvalore complessivo di circa €1,6 miliardi, di cui €750 milioni nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes e circa €890 milioni attraverso un'emissione di \$1 miliardo sul mercato statunitense e sui mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2019, Eni SpA dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €13.168 milioni. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €4.667 milioni, di cui €450 milioni 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 FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.082	2.266	1.243	2.721	1.784	9.315	20.411
Passività finanziarie a breve termine	4.622						4.622
Passività per beni in leasing	321	302	265	247	228	1.284	2.647
Passività per strumenti finanziari derivati	1.486	91	24			62	1.663
	9.511	2.659	1.532	2.968	2.012	10.661	29.343
Interessi su debiti finanziari	480	377	351	342	269	1.101	2.920
Interessi su passività per beni in leasing	80	79	64	55	47	187	512
	560	456	415	397	316	1.288	3.432
	Anni di scadenza						
	2019	2020	2021	2022	2023	Oltre	Totale
31.12.2018							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.142	3.290	1.391	1.243	2.703	9.415	21.184
Passività finanziarie a breve termine	4.435						4.435
Passività per strumenti finanziari derivati	763	74	36	21		29	923
	8.340	3.364	1.427	1.264	2.703	9.444	26.542
Interessi su debiti finanziari	528	433	330	304	294	1.068	2.957
Garanzie finanziarie	62						62

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2020	2021-2024	Oltre	Totale
31.12.2019				
Debiti commerciali	4.710			4.710
Altri debiti e anticipi	835	83	24	942
	5.545	83	24	5.652
	Anni di scadenza			
	2019	2020-2023	Oltre	Totale
31.12.2018				
Debiti commerciali	4.972			4.972
Altri debiti e anticipi	660	28	26	714
	5.632	28	26	5.686

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI⁹

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Gas & Power 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.

[9] I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 23 – Fondi per benefici ai dipendenti.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	Totale	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	3.379	41	35	60	58	78	3.107
Costi relativi a fondi ambientali	733	164	135	127	74	40	193
Impegni di acquisto^(b)	115.611	7.340	8.767	8.723	8.885	9.054	72.842
- Gas							
Take-or-pay	110.357	5.997	8.009	8.025	8.225	8.494	71.607
Ship-or-pay	4.833	1.234	701	637	603	523	1.135
- Altri impegni di acquisto	421	109	57	61	57	37	100
Altri impegni, di cui:	134	7	1				126
Memorandum di intenti Val d'Agri	114	7	1				106
Altri	20						20
Totale	119.857	7.552	8.938	8.910	9.017	9.172	76.268

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

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

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti

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

(€ milioni)	Anni di scadenza					
	Totale	2020	2021	2022	2023	Oltre
Impegni per progetti committed	1.838	623	543	404	113	155

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

(€ milioni)	2019			2018		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Patrimonio netto		Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari derivati:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	249	100		1	19	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	(761)	7	(767)	154	(3)	(163)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli ^(c)	6.230	117		6.100	33	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	18			18		(4)
- Altre imprese disponibili per la vendita	...			...		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	4.981	(57)		5.574	1	
- Crediti finanziari ^(e)	8.862	311		4.644	379	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	(5.545)	(30)		(5.632)	(50)	
- Debiti finanziari ^(e)	(24.943)	(616)		(25.683)	(613)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €105 milioni di proventi (proventi per €116 milioni nel 2018) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €5 milioni di oneri (oneri per €97 milioni nel 2018).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi".

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

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €63 milioni di oneri (oneri per €26 milioni nel 2018) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €6 milioni di proventi (proventi per €27 milioni nel 2018).

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

Informazioni sulle valutazioni al fair value

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

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

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2019 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2019			2018		
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie destinate al trading	5.689	541		5.910	190	
Rimanenze - Certificati bianchi	13			13		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		998			641	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		38			245	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			18			18
Altre attività finanziarie - Titoli	20			20		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		115			108	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge					84	
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		757			601	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		729			162	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		107			147	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		70			13	

Nel corso dell'esercizio 2019 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salvo diversa

indicazione, non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2019, a fronte di 5,95 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,92 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,03 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

28 | Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti Petroliiferi	14.374	14.956
Gas naturale	8.577	10.568
Energia elettrica e utility	2.337	2.419
GNL	1.183	1.679
Greggi	556	751
Gestione sviluppo sistemi informatici	99	103
Vettoriamiento gas su tratte estere	55	68
Altre vendite e prestazioni	1.311	1.251
	28.492	31.795
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	4	
	28.496	31.795

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esisistenti all'inizio dell'esercizio ^(a)	107	131
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	10	13
	117	144

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

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

(€ milioni)	2019	2018
Accise su prodotti petroliferi	(8.793)	(8.663)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(2.052)	(1.876)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(362)	(476)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(259)	(226)
Ricavi operativi relativi a permuta greggi	(145)	(123)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(7)	(7)
	(11.618)	(11.371)

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2019	2018
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	11	17
Locazioni, affitti e noleggi	55	57
Proventi per attività in joint venture	41	37
Indennizzi	103	20
Altri proventi	220	200
	430	331

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

29 | Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	22.059	24.004
Costi per servizi	4.901	5.282
Costi per godimento di beni di terzi	305	490
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	572	492
Variazioni rimanenze	(550)	120
Altri oneri	248	234
	27.535	30.622

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

(€ milioni)	2019	2018
Materie prime, sussidiarie	9.051	8.845
Gas naturale	8.563	10.315
Prodotti	3.728	3.862
Semilavorati	498	863
Materiali e materie di consumo	418	309
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(178)	(179)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(21)	(11)
	22.059	24.004

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2019	2018
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.477	1.820
Progettazione e direzione lavori	727	605
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	431	556
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	408	461
Manutenzioni	390	354
Trasporti e movimentazioni	311	311
Consulenze e prestazioni professionali	252	234
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	216	221
Costi di vendita diversi	186	159
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	143	145
Viaggi, missioni e altri	132	120
Servizi di modulazione e stoccaggio	99	83
Postali, telefoniche e ponti radio	88	81
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	73	80
Compensi di lavorazione	44	21
Altri	850	863
	5.827	6.115
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(701)	(640)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(225)	(193)
	4.901	5.282

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale sono rilevati a conto economico e ammontano a €128 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €305 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €163 milioni (€161 milioni al 31 dicembre 2018).

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €572 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 22 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €248 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€114 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE – Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€45 milioni).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Salari e stipendi	909	884
Oneri sociali	254	247
Oneri per benefici ai dipendenti	102	114
Costi personale in comando	40	39
Altri costi	36	18
	1.341	1.302
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(115)	(120)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(37)	(50)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
	1.185	1.128

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

Numero medio dei dipendenti

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

(numero)	2019	2018
Dirigenti	626	625
Quadri	4.466	4.328
Impiegati	5.874	5.678
Operai	998	1.055
	11.964	11.686

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

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")¹⁰ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento¹¹; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite: (i) nel 2017, n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €7,99 per azione; (ii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione; (iii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,88 per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,714, per l'attribuzione 2019; €14,246, per l'attribuzione 2018; €13,81 per l'attribuzione 2017), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (ca. 6,1% per l'attribuzione 2019 e ca. 5,8% per le attribuzioni 2017 e 2018 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (ca. 19% per l'attribuzione 2019; ca. 20% per l'attribuzione 2018; ca. 25% per l'attribuzione 2017), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017, 2018 e 2019, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della Società, ammontano a €7,8 milioni (€4,3 milioni nel 2018) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €48 milioni e €35 milioni rispettivamente per il 2019 e il 2018 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Salari e stipendi	25	24
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	11	9
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	10	
	48	35

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €9,2 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €374 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma

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

[10] Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.

[11] La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd. market condition.

30 | Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	1.625	1.616
Oneri finanziari	(2.016)	(1.879)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	117	33
	(274)	(230)
Strumenti finanziari derivati	(5)	(97)
	(279)	(327)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(510)	(459)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(80)	(69)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(81)	
Interessi attivi su depositi e c/c	9	4
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	117	33
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	86	45
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(10)	(12)
	(469)	(458)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.207	1.270
Differenze attive da valutazione	165	142
Differenze passive realizzate	(1.071)	(1.037)
Differenze passive da valutazione	(260)	(267)
	41	108
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(42)	(42)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	125	114
Commissioni per servizi finanziari	24	35
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(3)	(4)
Altri proventi	9	6
Altri oneri	(22)	(19)
	91	90
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	63	30
	(274)	(230)

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

Gli strumenti finanziari derivati, negativi di €5 milioni, sono indicati alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 – Rapporti con parti correlate.

31 | Proventi (oneri) su partecipazioni

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

(€ milioni)	2019	2018
Dividendi	6.623	4.851
Altri proventi	420	77
Totale proventi	7.043	4.928
Svalutazioni e altri oneri	(1.366)	(1.239)
	5.677	3.689

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Dividendi		
Eni International BV	6.097	3.716
Eni Investment Plc		436
Versalis SpA		304
Eni Angola SpA	175	
EniPower SpA	113	60
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	51	74
Eni Trading & Shipping SpA		73
Eni Insurance DAC	49	35
Ecofuel SpA	44	35
Eni Finance International SA	32	68
Floaters SpA	17	17
LNG Shipping SpA	17	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	8	7
Eni Fuel SpA	8	
EniProgetti SpA	1	18
Transmed SpA	5	3
Norpipe Terminal Holdco Ltd	3	
Altre	3	5
	6.623	4.851
Altri proventi		
Ripresa di valore Eni Angola SpA	414	
Ripresa di valore Eni New Energy SpA	4	
Ripresa di valore Servizi Aerei SpA	1	
Proventi su cessione Eni Gas & Power NV	1	
Ripresa di valore LNG Shipping SpA		57
Ripresa di valore Floaters SpA		18
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		2
	420	77
Totale proventi	7.043	4.928

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
Svalutazioni		
Eni Investments Plc		476
Versalis SpA	551	258
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	426	202
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	118	
Raffineria di Gela SpA	76	124
Eni Petroleum Co Inc	63	102
LNG Shipping SpA	17	
EniProgetti SpA	17	27
Eni Mozambico SpA	13	4
Unión Fenosa Gas SA	8	15
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7	7
Floaters SpA	3	
Società Petrolifera Italiana SpA	3	3
Servizi Aerei SpA		8
Eni New Energy SpA		4
Eni Adfin SpA (in liquidazione)		3
Altre minori		1
	1.302	1.234
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	64	5
	64	5
Totale oneri	1.366	1.239

32 | Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2019	2018
- IRES	17	33
Totale imposte correnti	17	33
Imposte differite	9	4
Imposte anticipate ^(a)	(409)	(38)
Totale imposte differite e anticipate	(400)	(34)
Totale imposte estere	(8)	(5)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(391)	(6)
Imposte correnti relative alla joint operation	1	(3)
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation		6
Totale imposte sul reddito joint operation	1	3
	(390)	(3)

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

L'ultimo esercizio definito ai fini fiscali è il 2014.

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

(€ milioni)	2019			2018		
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.368	24,00%	808	3.176	24,00%	762
Differenza tra valore e costi della produzione	(2.030)	4,96%		(186)	5,00%	
Aliquota teorica		24,00%			24,00%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-44,97%			-34,82%	
- perdite fiscali società consolidate		-1,87%			-1,70%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		6,74%			9,32%	
- svalutazione anticipate		23,57%			3,12%	
- perdita fiscale per imposte passati esercizi		2,94%				
- altre variazioni		1,17%			0,17%	
Aliquota effettiva		11,58%			0,09%	

33 | Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative alla Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	18	24
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	18	24
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	293	287

34 | Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;
- (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

SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2019 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€1 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€6 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€21 milioni).

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

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

Esercizio 2019

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019					2019		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	3				14.021		8	
Agip Karachaganak BV	7	1			3.077	1	16	
Ecofuel SpA	5	15			9	193	3	
Eni Abu Dhabi BV	10	1			44.522	2	18	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV					6.527			
Eni AEP Ltd					109			
Eni Algeria Exploration BV	13				79		14	
Eni Angola SpA	32				3.048		64	
Eni Austria GmbH	11				15		148	
Eni Congo SA	25						58	
Eni Deutschland GmbH	158	10			5	113	573	
Eni France Sàrl	2				52		18	
Eni Fuel SpA	281	49			30	8	980	
Eni Gas & Power France SA	160				72		738	
Eni gas e luce SpA	420	173	181	81	612	4	1.915	142
Eni Insurance Designated Activity Company	1	4			75	34	104	
Eni International BV	1				178		1	
Eni Lasmo PLC					576			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	34	28			13	232	115	
Eni México S. de RL de CV	19	2			194	(2)	51	
Eni Mozambico SpA	2				127		4	
Eni Mozambique Engineering Ltd	3	15				104	12	
Eni Muara Bakau BV	57	68				224	15	
Eni North Africa BV	15	13			65	225	29	
Eni Pakistan (M) Limited Sàrl					53			
Eni Petroleum US Llc					258			
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)	29	175			807	366	47	
Eni Suisse SA	13	2				22	161	
Eni Trading & Shipping Inc					604			
Eni Trading & Shipping SpA	1.068	1.791	757	1.446	3.914	9.476	3.925	(1.639)
Eni ULX Ltd					279			
Eni US Operating Co Inc					706	1	1	
Eni USA Gas Marketing Llc					1.285			
Eni Venezuela BV	3					79	25	
EniPower Mantova SpA	4	21			6	87	13	
EniPower SpA	52	83			12	361	86	
EniProgetti SpA	18	93			7	140	21	
EniServizi SpA	19	29			15	145	34	
Ieoc Production BV	40	3			2	3	90	
Nigerian Agip Oil Company Ltd	26				73	1	53	
Raffineria di Gela SpA	9	16			143	51	22	
Serfactoring SpA	1	53				1	2	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	15	11				292	44	
Versalis France SAS					94			
Versalis SpA	164	50	2	1	269	113	737	2
Altre*	183	77	40	41	421	218	391	
	2.903	2.783	980	1.569	82.354	12.494	10.536	(1.495)

Denominazione (€ milioni)	31.12.2019					2019		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Supply Services LLC					181			
Coral FLNG SA	15						70	
Gruppo Saipem	2	13			510	24	6	
Società EniPower Ferrara Srl	3	31			5	111	10	
Unión Fenosa Gas SA					57		1	
Vår Energi AS	17	8			296	79	30	
Altre ^(*)	4	8			3	53	26	
	41	60			1.052	267	143	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	5	12				71	79	
Gruppo Snam	271	224				1.208	51	
GSE - Gestore Servizi Elettrici	23	17				407	535	
Terna SpA	21	12	2	1		60	20	17
Altre imprese a controllo statale ^(*)	8	7				14	11	
	328	272	2	1		1.759	697	17
Fondi pensione e fondazioni		2				28		
	3.272	3.117	982	1.570	83.406	14.548	11.376	(1.478)

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

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

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

Esercizio 2018

Denominazione (€ milioni)	31.12.2018					2018		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	2				13.746		6	
Agip Karachaganak BV	4	1			3.016	1	14	
Agip Oil Ecuador BV	1				135		3	
Ecofuel Spa	6	16			8	200	3	
Eni Abu Dhabi BV	9	1			34.918	1	10	
Eni AEP Ltd					102			
Eni Algeria Exploration BV	2				65		4	
Eni Angola SpA	33				2.988		49	
Eni Austria GmbH	11				12		134	
Eni Congo SA	30						56	
Eni Deutschland GmbH	42	9			23	104	750	
Eni Finance International SA	2		84	41			4	
Eni France Sàrl	3				55	38	14	
Eni Fuel SpA	268	44			32	10	1.757	
Eni Gas & Power France SA	215				79		845	
Eni gas e luce SpA	480	189	62	43	544	[27]	1.885	22
Eni Insurance Designated Activity Company	98	1			174	24	21	
Eni International BV	1				175		3	
Eni Lasmo PLC					565			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	23	34			6	265	108	
Eni México S. de RL de CV	22	2			262	1	50	
Eni Mozambique Engineering Ltd	6	22				112	17	
Eni Muara Bakau BV	12	34				382	14	
Eni Norge AS						116	32	
Eni North Africa BV	17	22			64	260	30	
Eni Pakistan (M) Limited Sàrl					52			
Eni Petroleum US LLC					253			
Eni Suisse SA	12					15	160	
Eni Trading & Shipping SpA	1.102	1.313	772	680	4.270	9.379	4.906	460
Eni Trading & Shipping Inc					533			
Eni ULX Ltd					221			
Eni US Operating Co Inc					692		2	
Eni USA Gas Marketing LLC					1.260			
EniPower Mantova SpA	5	51			6	138	18	
EniPower SpA	35	213			13	433	75	
EniProgetti SpA	18	92			7	135	22	
EniServizi SpA	15	26			10	136	39	
Floaters SpA	1	18			2	55	3	
Ieoc Exploration BV	39	4				1	93	
LNG Shipping SpA	5	5			6	60	3	
Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd	15				72		45	
Raffineria di Gela SpA	3	4			143	28	15	
Syndial SpA	25	165			755	356	43	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	19	81				376	59	
Versalis France SAS					94			
Versalis SpA	178	63	3		608	156	860	16
Altre*	147	99	1		410	160	374	
	2.906	2.509	922	764	66.376	12.915	12.526	498

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018				2018			
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese collegate e joint venture									
Angola LNG Supply Services LLC						177			
Coral FLNG SA		13						62	
Gruppo Saipem		6	20			793	86	6	
Società EniPower Ferrara Srl		4	45			10	113	17	
Unión Fenosa Gas SA						57		123	
Vår Energi AS		11	11			218			
Altre ^(*)		17	5			1	52	22	
		51	81			1.256	251	230	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Enel		7	5				68	92	
Gruppo Snam		234	284				1.183	106	
Gruppo Terna		7	9				57	17	8
GSE - Gestore Servizi Energetici		60	79				477	535	
Altre imprese a controllo statale ^(*)		20	10				16	34	
		328	387				1.801	784	8
Fondi pensione e fondazioni									
			2				29		
		3.285	2.979	922	764	67.632	14.996	13.540	506

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

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

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

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

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni gas e luce SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Unión Fenosa Gas SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni gas e luce SpA, EniPower SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA ed Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sàrl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Coral FLNG SA, leoc Production BV, Eni Angola SpA, Eni Mexico S. De R.L., Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Congo SA, EniProgetti SpA, Eni North Africa BV, Vår Energi AS, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA ed Eni Us Operating Co) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla Società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO da Floaters SpA attualmente in stand-by presso la banchina del porto di Dubai;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da EniPower Mantova SpA e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione dal Gruppo Saipem;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA) degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA rilevato sulla base delle disposizioni dell'IFRS16.

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

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

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

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas e l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica con il Gruppo Enel
- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali e la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna.
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

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

Esercizio 2019

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019			2019		
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate							
Banque Eni SA		93					1
Eni Angola SpA		180				1	
Eni Australia Limited		70	71				
Eni Finance International SA		6.303	720	26.738	32	157	8
Eni Finance USA Inc				3.287		1	
Eni gas e luce SpA		163	240			13	
Eni Hewett Limited				75			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		200	80			1	
Eni North Africa BV			55				
Eni Rewind SpA (ex Syndial SpA)		2	1.816	39		8	
Eni Trading & Shipping Inc			20	76			
Eni Trading & Shipping SpA		280	1.193	791	1	32	(3)
EniPower Mantova SpA		4	417		14		
EniPower SpA			1.469		27	2	
EniProgetti SpA		90	17			1	
LNG Shipping SpA			296		3	1	
Raffineria di Gela SpA		296	115		4	2	
Serfactoring SpA		192	27			1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA			84			1	1
Versalis SpA		917	3	21		5	
Altre ^(*)		110	194	45		18	2
		8.900	6.817	31.072	81	244	9
Imprese collegate e joint venture							
Altre ^(*)		49	12			1	
		49	12			1	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale ^(*)			8				
			8				
		8.949	6.837	31.072	81	245	9

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

Esercizio 2018

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018			2018		
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate							
Banque Eni SA		493					3
Eni Adfin SpA (in liquidazione)			203				
Eni Finance International SA		2.629	514	26.665	18	108	188
Eni Finance USA Inc				3.231		1	
Eni gas e luce SpA		382	179			20	
Eni Hewett Ltd				74			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		165	8			1	
Eni Trading & Shipping SpA		232	960	1.603		29	
Eni Trading & Shipping Inc			8	73			
EniPower SpA			279				
EniProgetti SpA		85	11				
LNG Shipping SpA			229				
Raffineria di Gela SpA		228				1	
Serfactoring SpA		146	21			1	
Syndial SpA		1	1.931	39		4	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		84	7			2	
Versalis SpA		506	20	15		4	5
Altre ^(*)		119	350	57	1	10	15
		5.070	4.720	31.757	19	181	211
Imprese collegate e joint venture							
Società EniPower Ferrara Srl		62	4			1	
Altre ^(*)		12	15	20		6	
		74	19	20		7	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale ^(*)			8				
			8				
		5.144	4.747	31.777	19	188	211

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

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

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

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

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

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

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

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

(€ milioni)	31.12.2019			31.12.2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	4.752	111	2,34	9.654	503	5,21
Altre attività finanziarie (correnti)	4.693	4.689	99,91	2.689	2.686	99,89
Crediti commerciali e altri crediti	4.981	2.982	59,87	5.574	3.123	56,03
Altre Attività (correnti)	1.532	994	64,88	1.217	791	65,00
Altre Attività finanziarie (non correnti)	4.169	4.149	99,52	1.975	1.954	98,94
Altre Attività (non correnti)	522	279	53,45	487	294	60,37
Passività finanziarie a breve termine	4.622	4.413	95,48	4.435	4.234	95,47
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.081	1	n.s.	3.178	7	n.s.
Quote a breve di passività per leasing a lungo termine	337	161	47,77			
Debiti commerciali e altri debiti	5.545	3.082	55,58	5.632	2.901	51,51
Altre passività (correnti)	3.065	1.453	47,41	2.235	700	31,32
Passività finanziarie a lungo termine	17.240	719	4,17	18.070	506	2,80
Passività per leasing a lungo termine	2.320	1.544	66,55			
Altre passività (non correnti)	748	152	20,32	787	142	18,04

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

(€ milioni)	2019			2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	28.496	11.077	38,87	31.795	13.296	41,82
Altri ricavi e proventi	430	186	43,26	331	127	38,37
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	27.535	14.433	52,42	30.622	14.876	48,58
Altri proventi (oneri) operativi	112	(1.478)	n.s.	113	506	n.s.
Proventi finanziari	1.625	245	15,08	1.616	188	11,63
Oneri finanziari	2.016	81	4,02	1.879	19	1,01
Strumenti finanziari derivati	(5)	9	n.s.	(97)	211	n.s.

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

(€ milioni)	2019	2018
Ricavi e proventi	11.588	14.282
Costi e oneri	(16.176)	(14.961)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(47)	(229)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	942	(53)
Interessi	157	151
Flusso di cassa netto da attività operativa	(3.536)	(810)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(54)	(59)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	2	(14)
Variazione crediti finanziari	(4.235)	2.676
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.287)	2.603
Variazione debiti finanziari	386	444
Rimborsi di passività per leasing	(146)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	240	444
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(7.583)	2.237

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

(€ milioni)	2019			2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	6.465	(3.536)	n.s.	4.913	(810)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.885)	(4.287)	n.s.	820	2.603	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.482)	240	n.s.	(2.293)	444	n.s.

35 | Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge 124/2017

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

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi

per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa¹².

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2019, anche tramite una pluralità di atti.

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

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

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei	5.750.060
Fondazione Teatro alla Scala	3.082.352
Eni Foundation	732.661
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	264.085
Medici con l'Africa (CUAMM Onlus)	263.308
Monastero delle Clarisse di S. Maria Maddalena in Matelica	200.000
Associazione L'altra Napoli	95.000
Council on Foreign Relations	92.437
Atlantic Council of the United States, Inc.	84.034
World Business Council for Sustainable Development	74.824
Associazione Pionieri e Veterani Eni	57.000
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	52.957
Bruegel	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Aspen Institute Italia	35.000
italiadece	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
Center For Strategic & International Studies	29.412
Foreign Policy Association - USA	22.065
The Metropolitan Museum of Art	22.065
Associazione CIVITA	22.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Human Foundation	20.000
Global Reporting Initiative	20.000
Comune Collesalveti	15.000
Associazione Canoa Club Livorno	15.000
A.S.D Polisportiva G.S. Rodano	10.000

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

36 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2019.

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

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

38 | Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per i fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio si rinvia, per quanto applicabile all'Eni SpA, alla nota n. 41 "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" del bilancio consolidato.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 di Eni SpA che chiude con l'utile di 2.977.726.123,99 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 2.977.726.123,99 euro, che residua in 1.435.896.390,07 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 19 settembre 2019, come segue:
- alla riserva di cui all'art.6, comma 2, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 856.000 euro;
- agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,43 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione quanto al residuo utile dell'esercizio e, per quanto necessario, utilizzando la riserva disponibile. Il dividendo relativo all'esercizio 2019 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,86 euro per azione; il pagamento del saldo dividendo 2019 di 0,43 euro sarà effettuato il 20 maggio 2020, con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020.

27 febbraio 2020

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente
Emma Marcegaglia

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429 C.C.

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Paola Camagni, Enrico Maria Bignami, Andrea Parolini e Marco Seracini, Sindaci effettivi, nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 13 aprile 2017 per il triennio 2017-2018-2019, il cui mandato scade con la prossima Assemblea del 13 maggio 2020.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Autodisciplina. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.Lgs. 17 luglio 2016, n. 135. Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

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

Nel corso dell'esercizio 2019, il Collegio si è complessivamente riunito 23 volte, sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di un Sindaco ad una singola riunione. Il Collegio ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione. Inoltre nel 2019 il Sindaco Marco Seracini ha effettuato n° 4 attività individuali di controllo, di cui ha successivamente riferito al Collegio, nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile" (qui di seguito anche le "Segnalazioni"). Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2019: (i) ha partecipato nella sua interezza o per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza; (ii) ha partecipato, nell'ambito delle specifiche iniziative di induction e formazione svolte per il Collegio Sindacale e per il Consiglio di Amministrazione, al *field trip* presso la società ADNOC Refining, ad Abu Dhabi, nella quale Eni ha acquisito una partecipazione del 20% nell'ambito di una più vasta strategia di in-

gresso nei settori upstream e downstream nell'area geografica. Inoltre, in attuazione della raccomandazione contenuta nella Comunicazione Consob del 20 febbraio 1997 che prevede la figura del "Sindaco di Gruppo", ripresa anche dalle "Norme di comportamento del collegio sindacale di società quotate", alcuni Sindaci di Eni SpA sono presenti nei Collegi Sindacali di società controllate ed a controllo congiunto.

In tale ambito il Collegio:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del luglio 2018 cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione del 14 febbraio 2019. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;
- ha valutato positivamente le modifiche proposte al Codice Etico che aggiorna i principi valoriali di Eni allineandoli alla nuova mission della società e collegandoli ai singoli Sustainable Development Goals (SDGs) adottati dalle Nazioni Unite con l'obiettivo di fornire una guida alle persone Eni per orientare i propri comportamenti in coerenza con i valori predetti, fra i quali in particolare l'impegno della società verso uno sviluppo sostenibile;
- ha espresso ai sensi dell'art. 2389, c.3, c.c. parere favorevole al Piano di Incentivazione di lungo termine 2020-2022 proposto dal Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti del 13 maggio p.v. che include fra i beneficiari l'Amministratore Delegato che sarà nominato a seguito dell'Assemblea predetta.

Autovalutazione ed orientamenti del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per gli esercizi precedenti, e secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, il Collegio Sindacale ha condotto un processo di autovalutazione della propria composizione e del proprio operato.

Tale processo, realizzato con il supporto di un consulente esterno (Egon Zehnder) per rafforzarne l'obiettività, ha confermato l'esito positivo del processo di autovalutazione espresso per l'esercizio precedente circa l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio grazie anche alla fluida interazione con l'azione del Consiglio, dei Comitati endoconsiliari e dei Collegi Sindacali delle società controllate. Hanno inoltre contribuito all'efficacia dell'azione del Collegio le iniziative di conoscenza dei singoli business avviate dalla Società. Il Collegio ha altresì svolto i compiti che allo stesso competono quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile e in particolare le specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste a partire dall'esercizio 2017 dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, così come modificato dal D.Lgs. 17 luglio 2016, n. 135. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state altresì ripercorse e valutate positivamente le attività svolte in tale ruolo.

Inoltre essendo questo Collegio giunto al termine del suo mandato, in coerenza con quanto auspicato dalle Norme di Comportamento del Collegio

Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e in analogia a quanto previsto dal Codice di Autodisciplina per il Consiglio di Amministrazione, ha redatto il documento *“Orientamenti sulla migliore composizione del Collegio Sindacale di Eni SpA”* che sarà eletto dall'Assemblea di maggio 2020, disponibile sul sito aziendale.

Tale documento intende fornire agli Azionisti una sintesi tratta dall'esperienza del Collegio uscente e dagli esiti dell'autovalutazione circa i requisiti professionali e personali che, oltre a quelli di legge, si sono rivelati essenziali per consentire al Collegio di Eni l'azione di vigilanza efficace ed efficiente che emerge dal documento di autovalutazione. In linea con quanto raccomandato dalle predette Norme di Comportamento, il documento relativo agli Orientamenti agli Azionisti si conclude con la descrizione dell'impegno richiesto al Collegio nel suo complesso, così da consentire la determinazione di un'adeguata remunerazione del Collegio che verrà nominato per il prossimo triennio.

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

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

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le deliberazioni assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio la società ha acquistato azioni proprie per un controvalore complessivo di 400 milioni di euro in esecuzione della delibera assunta dall'Assemblea del 14 maggio 2019. L'Assemblea in particolare ha deliberato di autorizzare il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 c.c., ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di 67 milioni di azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a 1,2 miliardi di euro, vincolando, a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati e per pari importo, quota parte delle riserve disponibili ovvero degli utili distribuibili, attraverso l'imputazione a specifica riserva indisponibile, fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio. A seguito degli acquisti effettuati nel corso dell'esercizio, considerando le azioni proprie già in portafoglio al 31 dicembre 2019 Eni SpA detiene n. 61.635.679 azioni proprie pari all'1,70% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di 981 milioni di euro al quale corrisponde una specifica riserva indisponibile di pari importo;
- ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) *“Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate”*, emessa il 18 novembre 2010 e da ultimo aggiornata il 4 aprile 2017, ai principi indicati nel regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista, rilevando a questo ul-

timo propositivo le precisazioni che saranno fornite più avanti al punto *“Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile”*. Inoltre nella riunione del 16 gennaio 2020, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento, non essendo ancora avvenuta l'emanazione del Regolamento Consob che deve recepire il contenuto della Direttiva UE 2017/828 (cd. “Direttiva Shareholders' Rights II”). Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione per le operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

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

La Società di revisione legale ha rilasciato in data odierna le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni SpA e del Gruppo al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto, acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione.

Sempre in data odierna la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC quale foreign issuer quotato al NYSE. Sempre nel Form 20-F è contenuta l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

In data 19 settembre 2019 la Società di revisione legale ha rilasciato il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di Amministrazione in pari data.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere

non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto ed agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA ed alle società controllate dalla Società di revisione legale PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete. A PwC non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni. I servizi consentiti diversi dalla revisione sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale, che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali ha ricevuto aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. Nel corso di tali riunioni e dallo scambio informativo avuto con il revisore legale non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Il Collegio Sindacale e la Società di revisione hanno mantenuto continui scambi informativi con riferimento alle difficoltà operative oggettive che si sono manifestate, nel corso delle fasi conclusive delle attività di revisione, in conseguenza dell'aggravarsi dell'emergenza sanitaria Covid-19. In particolare il Collegio Sindacale ha vigilato sugli impatti collegati alle modalità di lavoro "a distanza" attuate dal Revisore, con il supporto delle strutture aziendali. Nelle sezioni "*Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio*" e "*Fattori di rischio ed incertezza*" della Relazione Finanziaria Annuale sono descritte, per quanto al momento ipotizzabili, le possibili implicazioni della crisi determinata dalla diffusione pandemica del virus Covid-19 e della situazione di eccesso di offerta sul mercato petrolifero.

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

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

- i** la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;
- ii** l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- iii** l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali in particolare è stato rappresentato l'aggiornamento della metodologia di calcolo del WACC, utilizzato per la stima del valore recuperabile degli asset secondo quanto previsto dallo IAS 36. L'aggiornamento è coerente con il documento "*Analisi della metodologia di impairment test ai sensi del*

documento Consob/ISVAP/Banca d'Italia del 3 marzo 2010" approvato dal Consiglio di Amministrazione il 27 febbraio u.s.;

iv l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e per quelle non significative rilevate sono definite le relative azioni correttive;

v esame della Relazione annuale del Chief Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2018 – istituito secondo le Linee Guida Fiscali approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale – dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative;

vi l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:

- monitoraggio dei principali rischi aziendali ("Top Risk") ed esiti delle attività di Risk Assessment 2019 del portafoglio complessivo dei rischi Eni sulla base di un processo che ha coinvolto 95 società controllate in 37 Paesi. In particolare è stato fornito un focus sulle principali azioni di monitoraggio e di mitigazione attuate su alcuni Top Risk, tra cui quelli legati a tematiche Paese (instabilità politica e sociale, rischio geopolitico, credit&financing risk e global security risk), il rischio relativo ai Contratti Long Term di GLP, i rischi legati all'evoluzione normativa (rischio regolatorio Gas & Power e normativa HSE) e infine, i rischi legati al *climate change* e al processo di transizione energetica sia in un'ottica operativa di breve termine, sia in una vista strategica di medio/lungo termine. Il Collegio Sindacale è stato altresì informato in merito all'incremento del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano, incluso tra i Top Risk Eni nei primi mesi del 2020 in considerazione dell'emergenza sanitaria del Covid-19 e della situazione di oversupply del mercato petrolifero;
- esiti delle analisi "What if" sul rischio Paese, con focus sul rischio security in Libia, e sul rischio connesso a ritardo nell'ottenimento dei permessi da ricevere da parte delle autorità (cd. "Permitting"), con focus sull'Italia, volte a verificare la capacità di risposta operativa in scenari peggiorativi o particolarmente avversi, nonché la resilienza economico-finanziaria;
- attività evolutive svolte in materia di rischi e specificamente: (i) nuovo modello di scoring per l'"Integrated Country Risk" sul rischio Paese complessivo secondo la specifica valutazione di Eni; (ii) analisi e monitoraggio del digital de-risking con misurazione degli effetti tramite KPI; (iii) metodologia di valutazione quantitativa degli impatti del cyber risk (Cyber Loss Scenario);

vii l'esame della Relazione annuale sulla Compliance Integrata dalla quale non sono emersi, alla data della presente Relazione, situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno delle MSG relative agli Ambiti di Compliance presidiati;

viii l'esame dei rapporti dell'Internal Audit e della Relazione annuale sulle attività svolte dall'Internal Audit: la relazione contiene una rappresentazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCI GR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla Direzione Internal Audit e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la

valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo che sulla base di quanto rilevato *“non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi di Eni nel suo complesso”*;

ix le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri Stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla Direzione Affari Legali secondo la sistematicità prevista dalla normativa aziendale;

x l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione *“Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione”* della presente Relazione;

xi gli scambi informativi con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c. 1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management per l'individuazione dei principali rischi strategici, operativi e di *compliance* cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate;

xii la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;

xiii il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/01, avviati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione *“Contenziosi”* della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui:

- quello relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria, oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane. Il processo ha concluso la fase dibattimentale presso la X sezione penale del Tribunale di Milano nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato, di due funzionari Eni oltreché di terzi. In relazione a questa vicenda il Collegio Sindacale, insieme all'Organismo di Vigilanza, ha conferito ad un primario studio internazionale indipendente da Eni ed esperto di anticorruzione l'incarico di verificare, sulla base delle informazioni disponibili, eventuali evidenze di comportamenti corruttivi riconducibili ad Eni. Al termine dell'incarico affidato nel 2014 e rinnovato nel 2017 in occasione delle ulteriori informazioni rese disponibili con la chiusura delle indagini, come già evidenziato nella Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dello scorso anno, il consulente ha confermato che dalle analisi svolte non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte della Società o ad essa riconducibili;
- il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Milano nel 2017 nei confronti, oltreché della persona giuridica di Eni SpA, tra gli altri, dell'ex Chief Development, Operation & Technology Officer Eni, di un altro dipendente Eni e di due ex dipendenti per presunti comportamenti corruttivi posti in essere in Congo nell'individuazione di partner locali in relazione al rinnovo di alcuni titoli minerari negli anni 2013, 2014 e 2015. Con riferimento a tale procedimento, ancora nella fase di indagini preliminari, in data 7 maggio 2018 il

Collegio Sindacale ha affidato, congiuntamente con il Comitato Controllo e Rischi e con l'Organismo di Vigilanza, un primo incarico *forensic* per la verifica dei fatti oggetto di indagine. Tale verifica si è conclusa in data 12 aprile 2019 con l'emissione di una Relazione finale che non rileva evidenze di commissioni di reati a danno o a favore di Eni. Tale rapporto è stato inviato alle Autorità inquirenti ed alla Consob in data 20 maggio 2019. Successivamente, da atti notificati dalla Procura di Milano il 26 settembre 2019, trasmessi dalla Società alla Consob il 4 ottobre 2019, è emerso che l'Amministratore Delegato, insieme al coniuge, è oggetto di indagine per *“omessa comunicazione di conflitto di interessi”* ex art. 2629 bis del codice civile in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune controllate Eni operanti in Africa, in particolare Eni Congo, 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 della proprietà di una quota della Petroserve Holding BV durante il periodo predetto. I rapporti con la Petro Services Congo, e più in generale con le altre società del gruppo Petroserve che hanno agito quali fornitori con il gruppo Eni, sono stati oggetto di verifica da parte dei consulenti esterni ed indipendenti nel rapporto citato. Tale rapporto, pur evidenziando alcune criticità rilevanti ai fini del sistema di controllo, progressivamente recuperate da successive azioni correttive, non ha riscontrato condotte volte a favorire il gruppo Petroserve e/o a danno di Eni. Con riferimento a tale vicenda il Collegio Sindacale ha assunto le seguenti iniziative di vigilanza di cui è stata assicurata una continua informativa alla Consob:

- ha acquisito la dichiarazione resa dall'Amministratore Delegato nell'ottobre 2019, in Consiglio di Amministrazione, che esclude ogni conoscenza di eventuali interessi del coniuge in società legate ad attività Eni. Inoltre il Collegio ha esaminato le parti correlate periodicamente comunicate dall'Amministratore Delegato, da ultimo a febbraio 2020, rilevando alcune incoerenze, che non appaiono rilevanti ai fini della vicenda in oggetto, tra le parti correlate comunicate periodicamente e quelle di cui alla dichiarazione dell'ottobre 2019;
- ha acquisito la disponibilità dell'Amministratore Delegato di mettere a disposizione della Società tutta la documentazione fornita dalla Procura a seguito della richiesta di riesame dell'atto notificato il 26 settembre 2019, rinunciando alla riservatezza consentita dal diritto di difesa;
- a seguito della messa a disposizione della documentazione predetta, insieme al Comitato Controllo e Rischi e all'Organismo di Vigilanza ha affidato ai consulenti già incaricati del primo rapporto un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte alla luce della ulteriore documentazione resasi disponibile nell'ambito del Procedimento. Il secondo rapporto dei consulenti, sebbene ancora preliminare e suscettibile di modifiche in particolare per la limitata percentuale di documentazione disponibile già analizzata, consegnato alla Società nel mese di febbraio 2020 e inviato alla Consob, integra le conclusioni raggiunte dal primo rapporto relativamente: (i) alla verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato (allora Direttore Generale) di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni a partire dal 2009; (ii) all'assenza di riscontri idonei a smentire la dichiarazione resa dall'Amministratore Delegato nell'ottobre 2019 circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge in società legate ad attività o a rapporti con Eni; (iii) al riscontro di alcu-

ni comportamenti di altri dipendenti coinvolti nell'indagine in contrasto con le normative aziendali che proibiscono interessi contigui o confliggenti con quelli di Eni;

- il procedimento su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria relativamente al quale è intervenuta la sentenza di secondo grado, che oltre a confermare quella di primo grado, assolvendo, tra gli altri, perché il fatto non sussiste, Eni, il suo Amministratore Delegato pro tempore, ed i due funzionari Eni coinvolti, assolve per lo stesso motivo anche la Saipem ed i suoi funzionari precedentemente condannati in primo grado;
- le indagini in corso da parte della Procura della Repubblica di Milano che in un primo tempo hanno coinvolto, fra gli altri, ex consulenti legali esterni, l'ex Chief Legal and Regulatory Officer e l'ex Chief Upstream Officer per diverse ipotesi di reato, fra le quali anche quello associativo, finalizzate ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione del titolo minerario OPL 245 in Nigeria. A questo proposito il Collegio Sindacale ha proseguito l'attività di vigilanza avviata nel 2018, anche con il supporto di consulenti esterni incaricati dalla Società, con particolare riferimento al processo di *legal procurement*, estendendola, sulla base dei rapporti dell'Internal Audit, al processo di *trading* nell'ambito del quale sono avvenute operazioni con una controparte asseritamente ricondotta all'ex legale esterno oggetto del procedimento. Nei confronti di tale controparte sono state praticate condizioni irragionevolmente favorevoli in contrasto con le normative aziendali. Il Collegio Sindacale d'intesa con il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari, ha condiviso l'iniziativa del revisore legale di verifica se tali condizioni fossero riscontrabili anche nei confronti di altre controparti oltre a quella ricondotta all'ex consulente legale esterno. Dall'attività del revisore non sono emerse altre controparti nei cui confronti siano state applicate condizioni analoghe. Pertanto l'allontanamento dei dipendenti che hanno agito nei confronti dell'unica controparte predetta oltre ad alcuni interventi migliorativi sul processo di trading si configurano come una risposta adeguata del sistema di controllo interno. Gli esiti delle diverse iniziative di verifica sono stati comunicati dalla Società alle Autorità inquirenti ed alla Consob alla quale il Collegio ha fornito un costante aggiornamento della propria attività di vigilanza. A seguito di successivi atti notificati il 23 gennaio u.s. è emerso il coinvolgimento nelle indagini di tre funzionari che attualmente ricoprono i ruoli di Chief Services & Stakeholder Relations Officer, Executive Vice President Assistenza Legale Penale e HSE e di Senior Vice President Security. Il Collegio, dopo aver acquisito la documentazione processuale messa volontariamente a disposizione anche a seguito di richieste di riesame degli atti predetti, ha affidato, insieme al Comitato di Controllo e all'Organismo di Vigilanza agli stessi consulenti già incaricati nel 2018 un nuovo incarico per l'esame della documentazione predetta al fine di descrivere e riassumere i fatti alla base delle ipotesi di reato contestate, nonché elementi fattuali e condotte da approfondire circa l'esistenza di eventuali criticità sostanziali o possibili carenze del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del modello di organizzazione e di gestione dei rischi ex D.Lgs. n. 231/2001. Per una più dettagliata descrizione di tale procedimento si rinvia alla sezione Contenziosi della Relazione Finanziaria Annuale;

- il procedimento penale pendente innanzi alla Procura di Roma avente ad oggetto il reato associativo relativo ad una "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. In merito a tale procedimento il Collegio, anche mediante incontri con le strutture aziendali competenti, ha vigilato sugli interventi organizzativi e procedurali attuati dalla Società per il rafforzamento dei processi di business coinvolti nelle attività di movimentazione dei prodotti delle raffinerie e dei depositi. Il procedimento si è recentemente concluso in sede di udienza preliminare con sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non sussiste.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale, verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e del Risk Management Integrato, così come previsto dall'art. 14 del codice della crisi e dell'insolvenza d'impresa.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura "*Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero*", da ultimo il 4 aprile 2019, in sostituzione della previgente procedura approvata dal Collegio il 4 aprile 2017. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno e gestione dei rischi (tra cui tematiche di informativa finanziaria e non finanziaria, responsabilità amministrativa della società o frodi) o altre materie in violazione del Codice Etico inoltrate da persone Eni e terzi, anche in forma confidenziale o anonima. La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, fa parte degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline Anti-Corruzione e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa.

A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2019 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2019 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 68 fascicoli di segnalazioni (81 nel 2018), di cui n. 60 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno e gestione dei rischi (69 nel 2018) e 8 relativi ad altre materie (12 nel 2018). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit e dagli Organismi di Vigilanza competenti, nel corso del 2019 sono stati chiusi n. 74 fascicoli (79 nel 2018), di cui n. 67 (65 nel 2018) afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi e 7 (14 nel 2018) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 67 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindaca-

le dall'Internal Audit è risultato che 15 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (11 nel 2018), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 28 fascicoli (26 nel 2018) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 24 fascicoli (28 nel 2018), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi. Al 31 dicembre 2019, restavano aperti n. 15 fascicoli (21 al 31 dicembre 2018), di cui n. 13 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno e gestione dei rischi (20 al 31 dicembre 2018) e 2 relativi ad altre materie (1 nel 2018). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa

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

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2019, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministra-

tivo contabile", che debbano essere evidenziati nella presente Relazione. Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017 e successivamente modificato con delibera n. 21028 del 3 settembre 2019), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2019, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Infine, nell'ambito di quanto previsto dall'articolo 151, comma 2, del TUF, il 14 novembre 2019 il Collegio Sindacale di Eni ha organizzato un incontro con i Sindaci delle società controllate e quelli di nomina Eni delle collegate per un confronto sulle modalità di esercizio dell'attività di controllo nella specifica realtà del Gruppo.

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

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi sono pervenute n. 8 denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile da parte di alcuni azionisti. Le denunce hanno avuto ad oggetto vicende collegate ai principali procedimenti giudiziari illustrati nella Relazione Finanziaria Annuale la cui evoluzione è oggetto di continuo monitoraggio da parte del Collegio Sindacale come rappresentato nella sezione "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile" della presente Relazione. Il Collegio ha approfondito le denunce ricevute anche mediante incontri con i vertici delle strutture aziendali competenti e, ad esito di tali approfondimenti, delle irregolarità riscontrate si dà atto nella presente relazione nel paragrafo "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile". Per quanto non menzionato nella presente relazione il Collegio non ha riscontrato, allo stato, elementi per ritenere fondate le irregolarità prospettate.

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

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2019 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

2 aprile 2020

Rosalba Casiraghi



Enrico Maria Bignami



Paola Camagni



Andrea Parolini



Marco Seracini



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 d'esercizio nel corso dell'esercizio 2019.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

27 febbraio 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 della società di revisione indipendente

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

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Eni SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2019, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/05.

Elementi alla base del giudizio

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

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 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 Beletti 5 Tel. 035229691 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - 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 66127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 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

www.pwc.com/it



Aspetti chiave della revisione contabile

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

<i>Aspetti chiave</i>	<i>Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave</i>
Primo anno di revisione contabile	
L'assemblea dei soci del 10 maggio 2018 ci ha conferito l'incarico di revisione legale sul bilancio d'esercizio di Eni SpA. Trattandosi del primo anno di revisione, nell'ambito delle attività da noi svolte ha assunto particolare rilevanza la comprensione della Società, del Gruppo Eni e del suo contesto operativo, con particolare riguardo alla specifica regolamentazione che norma i settori in cui opera, i rischi correlati, i processi e le policy aziendali poste a presidio di tali rischi.	In conformità con il principio di revisione di riferimento (ISA Italia 510 - Primi incarichi di revisione contabile - Saldi di apertura), sono state svolte analisi specifiche sui saldi di apertura al fine di stabilire se gli stessi contenessero errori significativi che potessero influire sul bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 e se i principi contabili adottati per la determinazione dei saldi di apertura fossero appropriati e coerenti con quelli adottati per la predisposizione del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019. Nello svolgimento delle nostre procedure di revisione abbiamo effettuato molteplici incontri con i principali referenti aziendali con particolare focus sulla comprensione dell'organizzazione, del sistema di controllo, del contesto normativo e regolamentare di riferimento. Le nostre procedure di revisione si sono focalizzate sulla comprensione delle politiche contabili adottate dalla Società attraverso la lettura del manuale contabile ed il confronto con i principali referenti aziendali in relazione alle specifiche tematiche di settore oltre all'acquisizione di supporti documentali e all'analisi dei razionali sottostanti le principali scelte contabili adottate nell'ambito del bilancio d'esercizio dell'esercizio precedente. Abbiamo inoltre avuto accesso e analizzato le carte di lavoro del precedente revisore relative al bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre



2018. In particolare, con esso, abbiamo discusso la metodologia di revisione adottata, la materialità applicata, le analisi svolte in relazione alle scelte contabili adottate dalla Società nonché le risultanze emerse dal lavoro di revisione svolto.

Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 22 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio

Le voci Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 2.681 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal*) E&P per Euro 293 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 1.160 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2019 ammonta ad Euro 2.473 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2019 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 537 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio, sono assoggettati a impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

- (i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
- (ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dell'Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo



Al 31 dicembre 2019 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 270 milioni.

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

- (i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni della Società;
- (ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
- (iii) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
- (iv) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
- (v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
- (vi) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

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

discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici della Società che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla Società.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

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

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

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

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance* e *Treasury* ci hanno supportato inoltre (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity e dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iii) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.



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

Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa ed altri procedimenti in materia penale

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio d'esercizio

La Società è interessata da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'OPL 245 Nigeria e l'Indagine Congo, e in materia penale, il Proc. Pen. 12333/2017.

Per i citati procedimenti la Società non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile o l'entità dell'eventuale stanziamento non è al momento determinabile in modo attendibile.

La valutazione delle possibili implicazioni per la Società derivanti da tali procedimenti rappresenta un complesso processo valutativo che comporta l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella formazione dell'informativa fornita in bilancio. Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.

Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui la Società è coinvolta, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa.

In particolare, è stata effettuata la comprensione del processo estimativo adottato dalla Società relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti.

In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione dell'esito atteso dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso:

- Esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dalla Società e/o dai suoi organi di governance.
- Esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni della Società, con la funzione di Internal Audit, con



la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi.

- Esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti.

Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Altri aspetti

Il bilancio d'esercizio della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, il 5 aprile 2019, ha espresso un giudizio senza modifica su tale bilancio.

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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



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

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

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

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

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

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

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2019, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

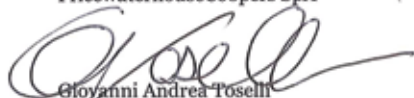
Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/98, con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2019 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2019 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

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

Roma, 2 aprile 2020

PricewaterhouseCoopers SpA


Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti tenutasi il 13 maggio 2020 ha assunto le seguenti deliberazioni:

- approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019 di Eni SpA che chiude con l'utile di 2.977.726.123,99 euro;
- attribuzione dell'utile di esercizio di 2.977.726.123,99 euro, che residua in 1.435.896.390,07 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 19 settembre 2019, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 6, comma 2, del D.lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 856.000 euro;
 - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,43 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2019 di 0,43 euro per azione quanto al residuo utile dell'esercizio e, per quanto necessario, utilizzando la riserva disponibile. Il dividendo relativo all'esercizio 2019 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,86 euro per azione;
 - il pagamento del saldo dividendo 2019 di 0,43 euro per azione il 20 maggio 2020, con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020.

Allegati 2019

2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

153 | BILANCIO CONSOLIDATO

285 | BILANCIO DI ESERCIZIO

371 | ALLEGATI

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2019	372
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2019	372
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio	395
Allegato alle Note del bilancio di esercizio	396
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione	401

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2019

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2019

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 Dicembre 2019, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese

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

Al 31 Dicembre 2019, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	29	147	176						
Imprese consolidate joint operation				6	5	11			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	3	33	36	18	45	63			
Valutate al costo rettificato per perdite di valore	5	6	11	2	30	32			
Valutate al fair value							2	21	23
	8	39	47	20	75	95	2	21	23
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate	1	1	2						
Possedute da imprese a controllo congiunto					4	4			
	1	1	2		4	4			
Totale	38	187	225	26	84	110	2	21	23

(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 al costo rettificato per perdite di valore riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: (a) Sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia. (b) Oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie:

interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e cessione di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 Dicembre 2019, 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 2019 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
					25,76 4,34 1,70 68,20

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	6.841.517	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	13.877.600	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

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

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

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
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 ⁽¹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd	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		P.N.
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, Delaware (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.

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

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

(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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (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	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sarl Eni International BV	99,99 [..] [..]	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.006	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 Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	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.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
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 Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni 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, Delaware (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, Mexico City (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)	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.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover, Delaware (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.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
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	42.004.757,64	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, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	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 Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
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	100,00	C.I.
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	Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10		P.N.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
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.
000 "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 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.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SEA SpA	L'Aquila (AQ)	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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA 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 Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	ETS SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México, S. de RL de CV	Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
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 Eni SpA LNG Shipping SpA Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.

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

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni 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 USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esaccontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 [..]	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 [..]		P.N.

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

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (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		P.N.
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		P.N.
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.

(*) 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		
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	Agj SpA Soci Terzi	55,21 44,79		Co.
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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
D-Share USA Corp.	New York (USA)	USA	USD	0 ^(a)	D-Share SpA	100,00		
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, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Houston (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.
Eni Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Energy Activities Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rewind SpA (ex Syndial Servizi Ambientali SpA)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	425.343.731,50	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Eni Rewind SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
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 leoc Exploration BV leoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town- Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	136.000.000	Eni International BV Eni Oil Hold. BV Eni Pakistan Ltd (M)	99,98 0,01 0,01	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00		P.N.
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 ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29	J.O.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agiba Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	9.952.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada ^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Cardón IV SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	172,10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00	Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00	P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00	P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50	Co.
East Kanayis Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
East Obaiyed Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
El Tamsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
El-Fayrouz Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Fedynskmorneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
Isatay Operating Company Llp ^(†)	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75	Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00	P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd 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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50	P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Meleiha Petroleum Company ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Mellitah Oil & Gas BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50	Co.
Norpipe Terminal Holdco Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80	P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00	Co.
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
PetroBicentenario SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	3.790	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00	P.N.
PetroJunín SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	24.021	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00	P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	2.203	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00	P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding AS	100,00	
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00	
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0 ^(a)	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00	
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50	Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50	Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada ^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture SpA Soci Terzi	33,33 66,67	Co.
Rovuma LNG Investments (DIFC) Ltd	Maputo (Mozambico)	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.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00	P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Tecnicno Engineering Contractors Llp ^(†)	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	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
Vår Energi AS ^(†)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,60 30,40	P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi AS	100,00	

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
VIC CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912 Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640 Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000 Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mariconsult SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000 Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000 EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
Transmed SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000 Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782 Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	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 ^(†)	Ampelokipi Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605 Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GreenStream BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000 Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000 Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000 Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^{(†)(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 ^(†)	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.

(†) 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	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Livorno LNG Terminal SpA	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiero Gas L. SpA 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	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
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^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Termica Milazzo Srl^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T BV 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 BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH^(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City 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 Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	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^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VES	120,867	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

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

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica SpA^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	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 ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	401.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Zeal Ltd^(†)	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00		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	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Commonwealth Fusion Systems Llc^(a)	Wilmington (USA)	USA	USD	115.000.519	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc^(b)	Somerville (USA)	USA	USD	50.889.548,24	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
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 ^(c) 1,46 68,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
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.
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) La percentuale di possesso non è determinabile. Il capitale sottoscritto da da Eni Next Llc ammonta a \$50 milioni

(b) La percentuale di possesso non è determinabile. Il capitale sottoscritto da da Eni Next Llc ammonta a \$15 milioni.

(c) Quota di Controllo: Eni SpA 30,99
Soci Terzi 69,01

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	135.000 Eni SpA Soci Terzi	20,00 80,00	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	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 Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	367.278.503,01 Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(a) Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000 Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	5.665.329	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France 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 Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 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.

(a) Azioni senza valore nominale.

(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.

■ VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATE NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 10)

Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam	Refining & Marketing	Rilevanza
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Bahrain BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi	Altre attività	Costituzione
Eni RAK BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Eni West Ganal Ltd	Londra	Exploration & Production	Costituzione
SEA SpA	L'Aquila	Gas & Power	Acquisizione
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire	Chimica	Rilevanza
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam	Altre attività	Costituzione
Petroven Srl	Genova	Refining & Marketing	Acquisizione del controllo

IMPRESE ESCLUSE (N. 9)

Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
Eni Adfin SpA (in liquidazione)	Roma	Corporate e Società finanziarie	Cancellazione
Eni Denmark BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni India Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Iran BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Liberia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Portugal BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Ukraine Llc	Kiev	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington	Refining & Marketing	Sopravvenuta irrilevanza

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE ESCLUSE (N. 1)

Petroven Srl	Genova	Refining & Marketing	Acquisizione del controllo

■ ALLEGATO ALLE NOTE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2019

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

In data 28 febbraio 2019, Eni ha effettuato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €7.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €6.816.018 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €2.000.000.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €44.292.827, e ha deliberato di accantonare €196.019 a riserva indisponibile, e di distribuire un dividendo di €44.000.000, pari a €0,44 per azione, portando a nuovo la quota restante di €96.808. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €14.000.000, in data 14 giugno 2019, una seconda tranche pari a €15.000.000 in data 13 settembre 2019 ed una terza tranche, pari a €15.000.000, in data 12 dicembre 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Adfin SpA (in liquidazione) – Roma

Nel corso del 2019, sono divenuti effettivi gli esiti della delibera Assembleare del 18 dicembre 2018 relativi all'approvazione del bilancio finale di liquidazione e del piano di riparto.

In data 22 maggio 2019 Eni ha incassato la quota di propria spettanza di disponibilità liquide pari ad €202.269.044,38, al netto dei crediti fiscali ricevuti pari a €1.458.066,26.

L'impresa è stata cancellata dal registro delle imprese in data 29 agosto 2019.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €175.693.240,16 e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di €175.336.000, pari a €8,68 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €357.240,16. Eni ha incassato il dividendo in data 31 maggio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €138.806,74 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €120.000, pari a €0,03 per azione, e di portare a nuovo l'utile

residuo di €11.866,40. Eni ha incassato il dividendo in data 24 aprile 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Energia Srl – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'11 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €68.515 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato l'apporto, a titolo di contribuzione in conto capitale, di €200.000 da imputare alle altre riserve del patrimonio netto. Eni ha versato la somma di €200.000 in data 11 aprile 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €10.000, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.

Eni Energy Activities Srl – San Donato Milanese

In data 10 dicembre 2019 è stata costituita la società Eni Energy Activities Srl con un capitale sociale di €50.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €50.000. Eni, in qualità di unico socio, ha versato la somma di €200.000, di cui €50.000 ad integrale sottoscrizione del capitale sociale e €150.000 da destinarsi ad altre riserve.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €50.000, pari al 100% del capitale sociale di €50.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di \$114.744.868 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo. L'Assemblea straordinaria del 20 maggio 2019 ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di \$108.977.128,96 utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a \$36.630.063,68 in data 12 giugno 2019. L'Assemblea straordinaria del 19 luglio 2019 ha deliberato la riduzione del capitale sociale da \$2.474.225.632 a \$1.480.365.336 tramite la riduzione del valore nominale di ciascuna delle 6.950.072 azioni da \$356 a \$213, con rimborso agli azionisti in proporzione del numero di azioni della società da essi posseduto. Eni ha incassato la quota di propria spettanza, pari a \$334.062.443, in data 30 settembre 2019. L'Assemblea ha altresì deliberato la modifica della denominazione sociale da "eni finance international" a "Eni Finance International".

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di \$213, pari al 33,61262% del capitale sociale di \$1.480.365.336.

Eni Fuel SpA – Roma

L'Assemblea dell'11 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €9.187.803 e ha deliberato, previo

accantonamento alla riserva legale, di coprire le perdite degli esercizi precedenti di €70.394 e di distribuire un dividendo di €8.500.000, pari a €0,1442 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €158.019. Eni ha incassato il dividendo in data 17 maggio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 58.944.310 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €58.944.310.

Eni gas e luce SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 17 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €40.915.205,23 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di coprire le perdite degli esercizi precedenti per €38.869.444,97.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 750.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €750.000.000.

Eni Gas Transport Services Srl – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €50.195,75 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €47.688 utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di esercizi precedenti per €3,90 portando a nuovo l'utile residuo di €1,86. Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in una quota pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Insurance Designated Activity Company – Dublino (Irlanda)

L'Assemblea del 10 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €48.771.309,04 e ne ha deliberato la distribuzione agli azionisti a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 500.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €500.000.000.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 7 maggio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di \$5.030.552 migliaia e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 29 maggio 2019 ha deliberato la distribuzione di \$5.030.552 migliaia a valere sulle riserve di utili di esercizi precedenti, prevedendone la distribuzione, in una o più tranche, entro il 31 dicembre 2019. Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-dicembre 2019. L'Assemblea del 16 dicembre 2019 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di \$1.750.000 migliaia a valere sulle riserve di utili di esercizi precedenti e l'aumento del capitale di \$1.750.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo; Eni ha incassato il dividendo in data 18 dicembre 2019. In pari data, Eni ha provveduto al versamento dell'aumento di capitale di \$1.750.000 migliaia a titolo di sovrapprezzo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di £926.115 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di \$352.644.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela

L'Assemblea del 18 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €1.176.296,34 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 18 dicembre 2019 ha deliberato la costituzione di una riserva in conto capitale per €80.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato in pari data.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €3.714.857,73 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future per €12.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato in data 19 aprile 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni New Energy SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €2.317.047,41 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 9.296 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €9.296.000.

Eni Petroleum Co Inc – Dover (USA)

L'Assemblea del 22 ottobre 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di \$457.777.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di \$50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di \$156.600.000.

Eni Rewind SpA (ex Syndial Servizi Ambientali SpA) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2019, ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €203.675.733,29 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'azzeramento della "Riserva piano di incentivazione di lungo termine" di importo pari a €54.558,00, della "Riserva variazione fair value partecipazioni minoritarie" di importo pari a €70.876,79, della "Riserva IFRS9 First time application" di importo pari a €4.348.597,78 e mediante la riduzione del capitale sociale da €425.647.621,42 a

€226.445.920,70. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €226.445.920,70 a €425.343.731,50 mediante l'emissione di n. 1.591.195.216 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 16 aprile 2019, Eni ha sottoscritto n. 1.591.194.714 azioni prive di indicazione del valore nominale. In pari data, Eni ha versato €198.897.748,06 a completa liberazione delle azioni sottoscritte e €2.657.026 a copertura della "Riserva da rivalutazione dei piani a benefici definiti a dipendenti". In data 22 maggio 2019, Eni ha sottoscritto n. 470 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €58.75. L'Assemblea straordinaria del 22 ottobre 2019 ha approvato la modifica della denominazione sociale in "Eni Rewind SpA", con decorrenza dal 1° novembre 2019. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è variata da n. 1.591.194.714 azioni a n. 3.182.389.898 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99998% del capitale sociale di €425.343.731,50.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €812.633,26 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.841.517.

Eni Trading & Shipping SpA - Roma

L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €20.894.713,97 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 60.036.650 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €258.098,87 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

Eni Zubair SpA (in liquidazione) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2019 ha approvato il bilancio finale di liquidazione al 31 dicembre 2018 che chiude con un utile di €53.587,25, il piano di riparto e la richiesta di cancellazione della società dal registro delle imprese. In data 28 giugno 2019 Eni ha incassato la quota di propria spettanza di disponibilità liquide pari ad €108.271,57 al netto dei crediti fiscali ricevuti pari a €292.788. L'impresa è stata cancellata dal registro delle imprese in data 24 settembre 2019.

EniPower SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 17 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €88.369.683,21 e ha deliberato di distri-

buire agli azionisti previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di €113.393.741,88, pari a €0,12 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €29.442.542,83. Eni ha incassato il dividendo in data 3 maggio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

EniProgetti SpA – Venezia

L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €2.549.277,28 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €996.000, pari a €2,49 per azione, di destinare €1.550.878,33 a copertura delle perdite per pari importo degli esercizi precedenti e di portare a nuovo l'utile residuo di €2.398,95. Eni ha incassato il dividendo in data 25 ottobre 2019. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

EniServizi SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €748.443,76 e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo della riserva di utili portati a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Floaters SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €17.367.016,28 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €26.015.600, pari a €0,13 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €8.648.583,72. Eni ha incassato la quota di propria spettanza in data 23 maggio 2019. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ileoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €9.433.626,16 e ha deliberato di attribuire l'importo di €1.724.535,67, pari alla differenza tra la suddetta perdita consuntivata nel bilancio di esercizio e la perdita d'esercizio stimata al 30 settembre 2018 di €11.158.161,83, già coperta mediante intervento sul capitale deliberato dall'assemblea del 12 dicembre 2018, per €1.723.879,11 alla riserva copertura perdite future e per € 656,56 a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 7.518 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €7.518.000.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea dell'11 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €42.205.549,77 e ha deliberato la copertura delle perdite degli esercizi precedenti di €24.158.288,96 e, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €17.127.990,00, pari a €0,0711 per azione, portando a

nuovo l'utile residuo di €16.907,77. Eni ha incassato il dividendo in data 26 aprile 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA – Gela

In data 21 febbraio 2019, Eni ha operato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €80.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €128.241.096,84 e ha deliberato di coprire la perdita, unitamente alla perdita portata a nuovo di esercizi precedenti di €145.021,90, per un totale complessivo di €128.386.118,74, mediante l'utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

Serfactoring SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €212.359,01 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €210.000, pari a €0,21 per azione, e di portare a nuovo l'utile residuo di €2.359,01. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €102.900 in data 16 maggio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 490.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 49% del capitale sociale di €5.160.000.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €7.699.998,13 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo delle riserve disponibili per €693.896,77, in particolare mediante utilizzo della riserva ex articolo 13 del D.Lgs. 124/1993 per €2.106 e della riserva legale per €691.790,77. L'Assemblea ha altresì deliberato di costituire una riserva per copertura perdite di €8.000.000 e di coprire la perdita residua di €7.006.101,36 mediante utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite. In pari data, Eni ha versato €8.000.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bimbole Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con un utile di €13.018 e ne ha deliberato il riporto a nuovo previo accantonamento alla riserva legale.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Società Petroliera Italiana SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 2 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €3.048.587,40 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,19, pari al 99,96413% del capitale sociale di €13.877.600.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €51.481.704,68 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €51.482.000, pari a €468,87 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €446,80 e portando a nuovo l'utile residuo di €151,48. Eni ha incassato il dividendo in data 15 aprile 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €355.152.443,12 e ha deliberato, la copertura parziale della perdita mediante utilizzo della riserva copertura perdite per €31.737.193,98 e il riporto a nuovo della perdita residua di €323.415.249,14.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1.364.790.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.364.790.000.

Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2019

Mariconsult SpA – Milano

L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €297.525,43 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €297.520, pari a €148,76 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €5,43. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €148.760 in data 24 maggio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Norpip Terminal Holdco Limited – Londra (Regno Unito)

Il Consiglio di Amministrazione del 28 marzo 2019, ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di £12.905.000 e ha deliberato la distribuzione di un interim dividend per £1.336.502. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £189.793 in data 15 aprile 2019. Il Consiglio di Amministrazione del 12 luglio 2019 ha deliberato la distribuzione di un secondo interim dividend per £5.457.382. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £774.988 in data 15 luglio 2019. Il Consiglio di Amministrazione dell'11 dicembre 2019 ha deliberato la distribuzione di un terzo interim dividend per £6.682.508. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di £948.916 in data 27 dicembre 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 790.804 azioni del valore nominale di £0,00001, pari al 14,20073% del capitale sociale di £55,69.

Saipem SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 30 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con una perdita di €325.928.738,55, e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo delle riserve disponibili.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 308.767.968 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 30,54153% del capitale sociale di €2.191.384.693.

Seram SpA – Fiumicino

L'Assemblea del 24 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €502.806 e ha deliberato di distribuire un

dividendo di €480.000, pari a €80 per azione, accantonando la quota residua alla riserva straordinaria. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €120.000 in data 20 dicembre 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 16 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €9.903.362,33 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €9.831.624, pari a €40,9651 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €40,33. L'Assemblea ha altresì deliberato l'accantonamento della riserva ex art. 2426, comma 8 bis del Codice Civile per €71.698. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.915.812 in data 24 maggio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea del 17 luglio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di \$16.717.928 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di \$16.717.928, pari a \$16,21526 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$8.358.964 in data 29 luglio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di \$10, pari al 50% del capitale sociale di \$10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 22 maggio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con una perdita di €55.008.456,09 e ha deliberato di coprire parzialmente la perdita mediante utilizzo per €21.625.603,02 delle riserve disponibili, portando a nuovo la perdita residua di €33.382.853,07.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

Imprese joint operation al 31 dicembre 2019

Mozambique Rovuma Venture SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con la perdita di €22.835.084,17, di cui €23.004.326,88 relativi alla perdita della gestione ordinaria e €169.242,71 relativi all'utile della gestione "Patrimonio Destinato" e ha deliberato di coprire la perdita di €23.004.326,88 della gestione ordinaria mediante l'utilizzo di parte della riserva in conto capitale per pari importo e di riportare a nuovo l'utile di competenza del Patrimonio Destinato pari a €169.242,71. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 7.142.857 azioni del valore nominale di €1, pari al 35,714285% del capitale sociale di €20.000.000.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo

L'Assemblea del 15 maggio 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 9 aprile 2019 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2018 che chiude con l'utile di €6.838.243 e ha deliberato di coprire le perdite degli esercizi precedenti di €6.690 e di distribuire un dividendo di €12.000.650, pari a €3,89 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €5.169.097. Eni ha incassato la quota di propria spettanza di €8.400.455 in data 31 maggio 2019.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2018 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

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

Tipologia di servizi	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni
Revisione legale dei conti	7.490	2.128	9.619	-	5.834	5.834	7.490	7.962	15.453
Servizi di attestazione	96	70	166	-	130	130	96	199	295
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri servizi	847	21	868	-	177	177	847 ⁽²⁾	199 ⁽³⁾	1.045
Totale corrispettivi	8.433	2.219	10.652	-	6.141	6.141	8.433	8.360	16.793

[1] Si intendono: (i) società controllate, di cui alla Direttiva Trasparenza, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili e (ii) società collegate e a controllo congiunto (joint ventures), rilevanti ai fini SEC che rispettano i parametri ai fini dell'indipendenza secondo la normativa statunitense.

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

[3] Gli altri servizi di revisione forniti dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate e dalla sua rete sono relativi principalmente alle verifiche sui riaddebiti dei costi.



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2019: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

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

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

Contatti

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteria@societaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

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

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

e-mail: investor.relations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione

K-Change - Roma

Stampa

Tipografia Facciotti - Roma



Stampato su carta Fedrigoni Arena



ELEMENTAL
CHLORINE
FREE
GUARANTEED





00241