

83942/92

Eni  
Relazione  
Finanziaria  
Annuale  
2018

ALL. "D"  
ROGITO 2355G

*Handwritten signature*

*Handwritten signature*



83942/1492

## PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2018	2017	2016
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	75.822	66.919	55.762
Utile (perdita) operativo		9.983	8.012	2.157
Utile (perdita) operativo adjusted <sup>(a)</sup>		11.240	5.803	2.315
Utile (perdita) netto adjusted <sup>(a)(b)</sup>		4.583	2.379	(340)
Utile (perdita) netto <sup>(a)</sup>		4.126	3.374	(1.051)
Utile (perdita) netto - discontinued operations <sup>(a)</sup>				(413)
Utile (perdita) netto di Gruppo <sup>(a)</sup> (continuing e discontinued operations)		4.126	3.374	(1.464)
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.647	10.117	7.673
Investimenti tecnici		9.119	8.681	9.180
di cui: ricerca esplorativa		463	442	417
sviluppo riserve di idrocarburi		6.506	7.236	7.770
Dividendi per esercizio di competenza <sup>(a)</sup>		2.989	2.881	2.881
Dividendi pagati nell'esercizio		2.954	2.880	2.881
Totale attività a fine periodo		118.373	114.928	124.545
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		51.073	48.079	53.086
Indebitamento finanziario netto		8.289	10.916	14.776
Capitale investito netto		59.362	58.995	67.862
di cui: Exploration & Production		50.358	49.801	57.910
Gas & Power		3.143	3.394	4.100
Refining & Marketing e Chimica		7.371	7.440	6.981
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	13,8	13,8	15,5
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.601,1	3.601,1	3.601,1
Capitalizzazione di borsa <sup>(a)</sup>	(€ miliardi)	50	50	56

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) L'importo 2018 (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

		2018	2017	2016
Utile (perdita) netto				
- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	1,15	0,94	(0,29)
- per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	2,72	2,12	(0,65)
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	1,27	0,66	(0,09)
- per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	3,00	1,49	(0,20)
Cash flow				
- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	3,79	2,81	2,13
- per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	8,95	6,35	4,72
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	8,5	4,7	0,2
Leverage		16	23	28
Gearing		14	18	22
Coverage		10,3	6,5	2,4
Current ratio		1,4	1,5	1,4
Debt coverage		164,6	92,7	51,9
Net Debt/EBITDA adjusted		45,2	80,6	144,7
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,83	0,80	0,80
Total Share Return (TSR)	(%)	4,8	(5,6)	19,2
Pay-out		72	85	(197)
Dividend yield <sup>(a)</sup>		5,9	5,7	5,4

(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)	2018	2017	2016
Exploration & Production		11.645	11.970	12.494
Gas & Power		3.040	4.313	4.261
Refining & Marketing e Chimica		11.136	10.916	10.858
Corporate e altre attività		5.880	5.735	5.923
<b>Gruppo</b>		<b>31.701</b>	<b>32.934</b>	<b>33.536</b>

## INNOVAZIONE

		2018	2017	2016
Spesa in R&S	(€ milioni)	197	185	161
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	43	27	40

83942/493

## SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

		2018	2017	2016
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,35	0,33	0,35
di cui: Exploration & Production		0,30	0,28	0,34
dipendenti		0,29	0,23	0,34
contrattisti		0,30	0,30	0,34
Gas & Power		0,56	0,37	0,29
dipendenti		0,34	0,45	0,28
contrattisti		0,99	0,23	0,31
Refining & Marketing e Chimica		0,56	0,62	0,38
dipendenti		0,49	0,56	0,44
contrattisti		0,62	0,69	0,32
Corporate e altre attività		0,53	0,41	0,50
dipendenti		0,55	0,21	0,40
contrattisti		0,48	1,00	0,76
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	43,35	43,15	42,15
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da combustione e da processo		33,89	33,03	32,39
CO <sub>2</sub> equivalente da flaring		6,26	6,83	5,40
CO <sub>2</sub> equivalente da venting		2,12	2,15	2,35
CO <sub>2</sub> equivalente da emissioni fuggitive di metano		1,08	1,14	2,01
Emissioni dirette di GHG - Exploration & Production		24,06	24,02	22,46
Emissioni dirette di GHG - Gas & Power		11,08	11,30	11,17
Emissioni dirette di GHG - Refining & Marketing e Chimica		8,19	7,82	8,50
Volume di idrocarburi inviati a flaring - upstream	(miliardi di metri cubi)	1,9	2,3	1,9
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	6.362	6.559	5.913
di cui: da atti di sabotaggio e terrorismo		3.697	3.236	4.682
operativi		2.665	3.323	1.231
% di acqua di formazione reiniettata - upstream	(%)	60	59	58
Acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata in falda	(milioni di metri cubi)	4,8	4,2	3,2
% acqua di falda utilizzata nel ciclo produttivo o reiniettata rispetto al totale acqua di falda trattata	(%)	21	21	17
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	(GWh)	19,3	16,1	13,5
% rifiuti recuperati rispetto ai rifiuti recuperabili (Syndial)	(%)	58	48	30

## DATI OPERATIVI

		2018	2017	2016
<b>EXPLORATION &amp; PRODUCTION</b>				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.851	1.816	1.759
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.153	6.990	7.490
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	10,5	11,6
Tasso di rimpiazzamento organico delle riserve	(%)	100	103	193
Profit per boe <sup>(a)</sup>	(\$/boe)	9,3	8,7	2,0
Opex per boe <sup>(a)</sup>		6,8	6,6	6,2
Finding & Development cost per boe <sup>(a)</sup>		10,4	10,4	13,2
<b>GAS &amp; POWER</b>				
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	76,71	80,83	86,31
di cui: in Italia		39,03	37,43	38,43
internazionali		37,68	43,40	47,88
Vendite GNL		10,3	8,3	8,1
Capacità installata centrali elettriche	(GW)	4,7	4,7	4,7
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	21,62	22,42	21,78
Vendite di energia elettrica		37,07	35,33	37,05
<b>REFINING &amp; MARKETING E CHIMICA</b>				
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,39	8,54	8,59
Quota di mercato Rete in Italia	(%)	24,0	24,3	24,3
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.448	5.544	5.622
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	23,23	24,02	24,52
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.776	1.783	1.742
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	548	548	548
Capacità delle bioraffinerie	(migliaia di tonnellate/anno)	360	360	360
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	219	206	191
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	9.483	8.955	8.809
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	76	73	72

(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.

Me

83942/494

# Indice

## 2 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

Attività	2
Modello di business	4
Approccio responsabile e sostenibile	5
Lettera agli azionisti	7
Eni in sintesi	12
Attività di stakeholder engagement	14
Scenario e Strategia	16
Risk Management Integrato	20
Governance	24
Andamento operativo	
Exploration & Production	30
Gas & Power	50
Refining & Marketing e Chimica	55
Corporate e altre attività	61
Commento ai risultati e altre informazioni	
Commento ai risultati economico-finanziari	63
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA	87
Fattori di rischio e incertezza	95
Evoluzione prevedibile della gestione	109
Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF)	110
Altre informazioni	140
Glossario	141

## 143 | BILANCIO CONSOLIDATO

## 265 | BILANCIO DI ESERCIZIO

## 343 | ALLEGATI

83942/195

# Eni Relazione Finanziaria Annuale 2018



#### 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, 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.

Assemblea ordinaria degli azionisti del 14 maggio 2019.

L'estratto dell'ordine di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 ore" e "Financial Times" del 5 aprile 2019.



83942/496

## Mission

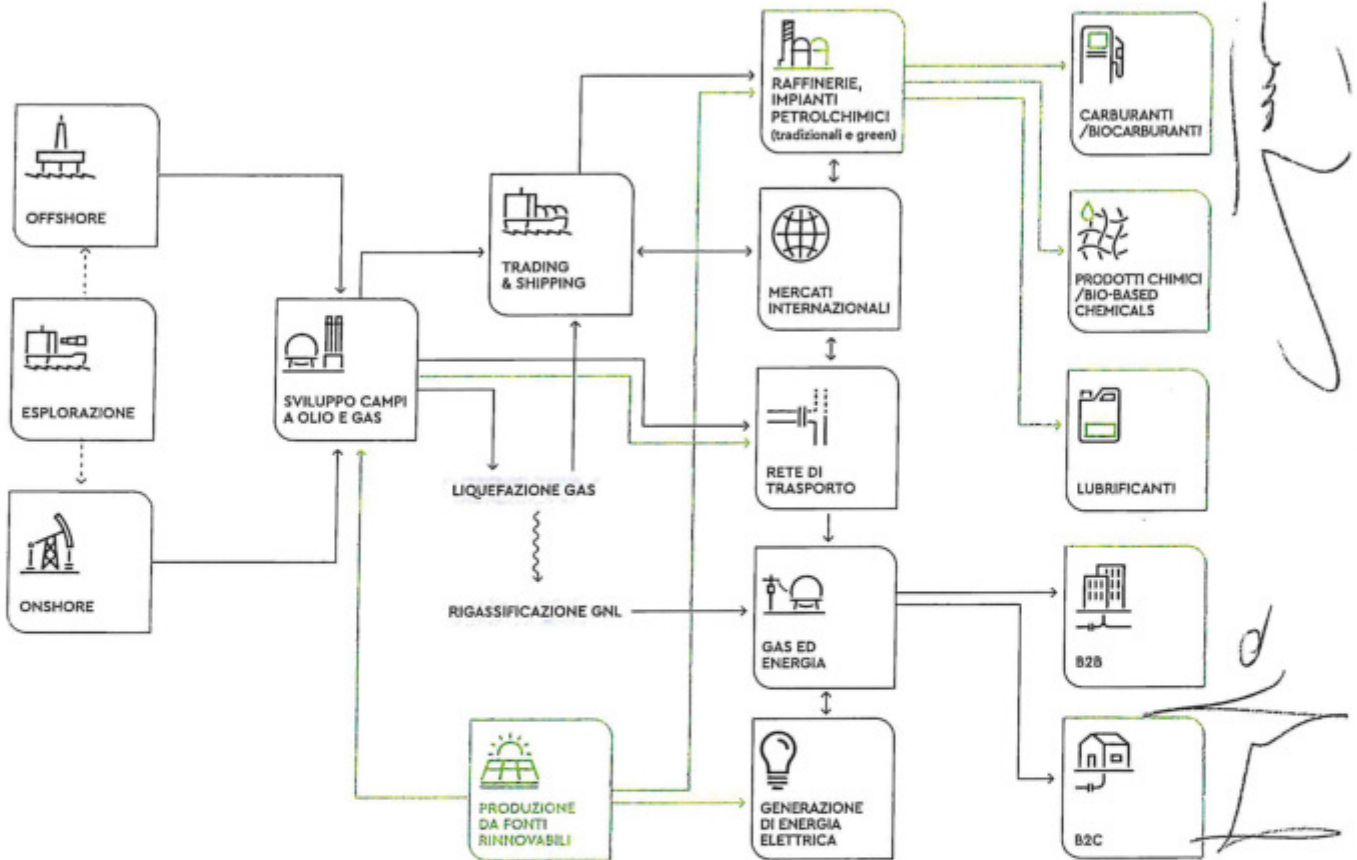
Siamo un'impresa dell'energia.  
Lavoriamo per costruire un futuro  
in cui tutti possano accedere  
alle risorse energetiche  
in maniera efficiente e sostenibile.  
Fondiamo il nostro lavoro  
sulla passione e l'innovazione.  
Sulla forza e lo sviluppo  
delle nostre competenze.  
Sul valore della persona,  
riconoscendo la diversità come risorsa.  
Crediamo nella partnership di lungo termine  
con i Paesi e le comunità che ci ospitano.

83942/497

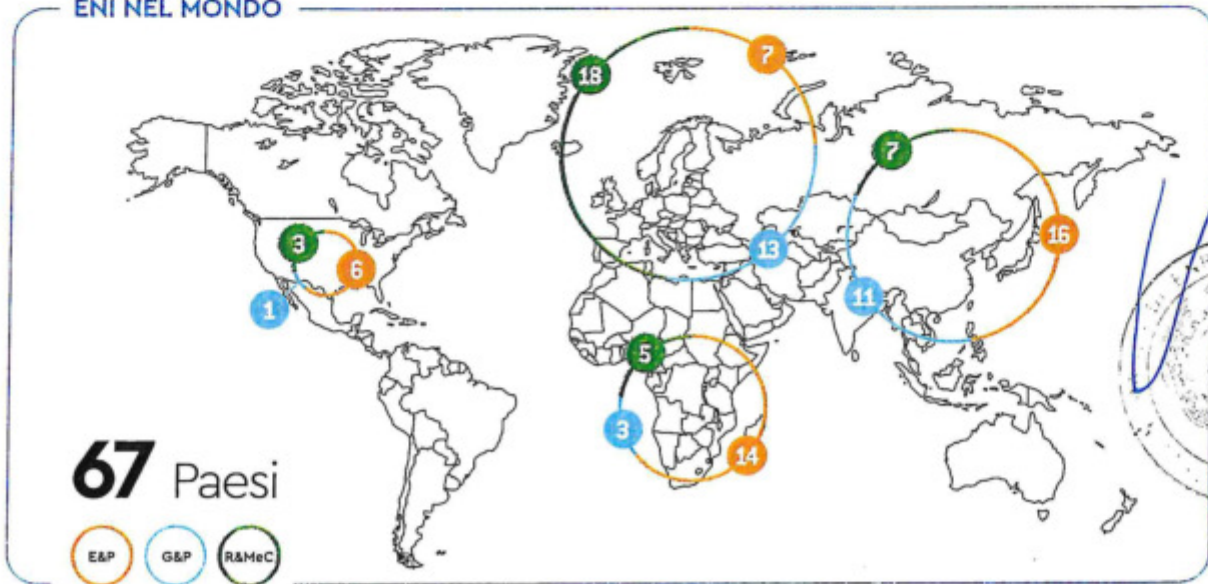
# ATTIVITÀ

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Emirati Arabi Uniti, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Oman, Kazakhstan, Regno Unito e Stati Uniti, per complessivi 43 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 NEL MONDO



*Handwritten signature or initials.*

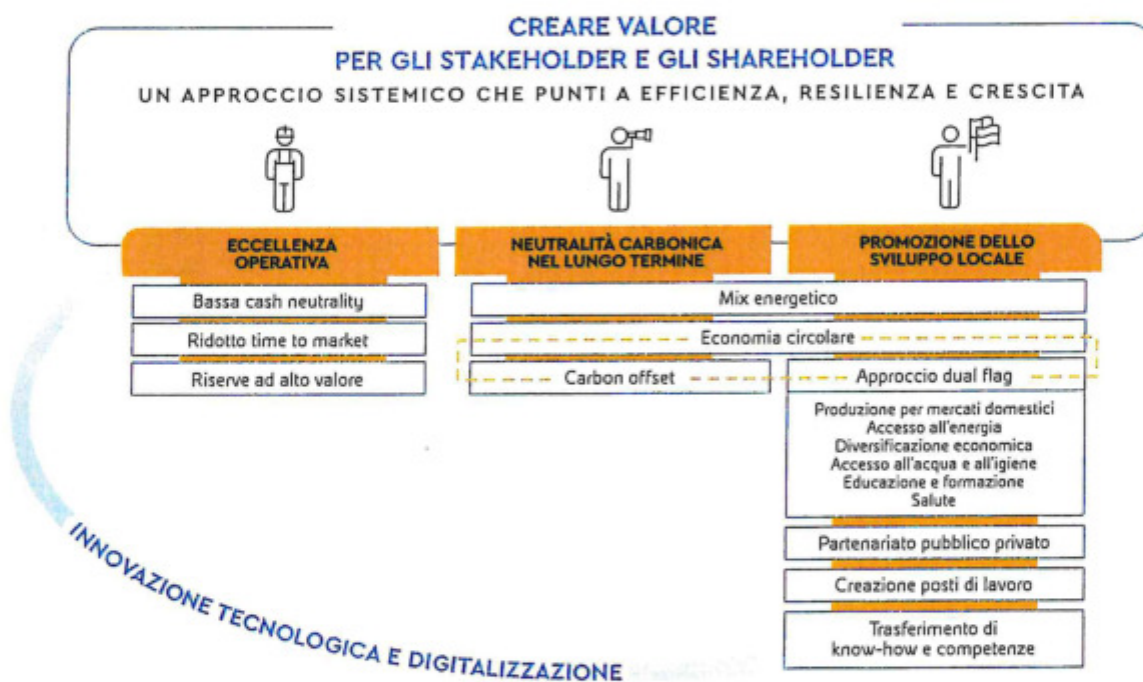
# 83942/498 MODELLO DI BUSINESS

Il Modello di business di Eni è volto alla creazione di valore per gli stakeholder e gli shareholder. Eni riconosce che la principale sfida del proprio settore è l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti, contrastando il cambiamento climatico. Questa sfida determinerà nuovi paradigmi di sviluppo che andranno ad impattare sui modelli di consumo, di offerta e sui processi industriali.

In questo quadro di riferimento, Eni ha adottato un approccio sistemico che punti all'efficienza, alla resilienza e alla crescita,

che integri organicamente la sostenibilità per renderla business, che inglobi i trend emergenti di decarbonizzazione e sviluppo inclusivo, sposandoli nel proprio piano industriale e nel modello operativo. Eni perciò adotta un modello di business, alimentato dall'applicazione delle proprie tecnologie innovative e dal processo di digitalizzazione, che si basa sui seguenti pilastri:

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



Efficienza e integrazione sono i driver strategici che guidano il business di Eni verso un'eccellenza operativa. Questo porta al raggiungimento di cash neutrality basse, ad un ridotto time to market e ad un portafoglio di risorse ad alto valore, resiliente anche a scenari low carbon. L'eccellenza del modello operativo si caratterizza inoltre in un impegno costante nel minimizzare i rischi e nel creare opportunità lungo l'intero ciclo delle attività attraverso la valorizzazione delle persone, la salvaguardia della salute e della sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei diritti umani e l'attenzione alla trasparenza e alla lotta alla corruzione.

In secondo luogo, il modello di business prevede un percorso di decarbonizzazione che ha l'ambizione di portare l'azienda ad essere "carbon neutral" nel lungo termine, puntando alla massimizzazione dell'efficienza e alla riduzione delle emissioni dirette compensando le emissioni residue, promuovendo al contempo un mix energetico a basso impatto carbonico. Nel lungo termine Eni supporta un cambio di paradigma energetico ed una conversione dell'attuale modello di

consumo verso uno più sostenibile e razionale, che sfrutti i principi dell'economia circolare, portando avanti sin da ora un percorso di conversione che sfrutti le proprie competenze ed il proprio posizionamento nel downstream.









La terza leva del modello di business consiste nella promozione dello sviluppo locale nei Paesi di presenza. Ciò è possibile, in primis, destinando la propria produzione di gas al mercato locale, favorendo l'accesso all'elettricità, ma anche attraverso la 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, 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.



# APPROCCIO RESPONSABILE E SOSTENIBILE

L'approccio responsabile e sostenibile rappresenta per Eni la logica per la creazione di valore nel medio e lungo termine per l'azienda e per tutti gli stakeholder coniugando solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale. Tale approccio è fondamentale per operare nel complesso contesto attuale e per rispondere alla sfida cruciale del settore energetico: la transizione verso un futuro low carbon e l'accesso alle risorse energetiche per una popolazione

mondiale in crescita. I 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 (SDGs – Sustainable Development Goals), promossi dalle Nazioni Unite, sono un quadro di riferimento per Eni per indirizzare le attività e cogliere nuove opportunità di business, anche in partnership con diverse organizzazioni nazionali ed internazionali per condividere conoscenze e risorse e contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo.

	IMPEGNI	PERFORMANCE	OBIETTIVI DI SVILUPPO SOSTENIBILE
<b>MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA</b>	<b>PERSONE</b> Eni si concentra sulla crescita, la valorizzazione e la formazione delle proprie persone, riconoscendo la diversità come risorsa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 31.701 dipendenti in servizio a fine periodo</li> <li>• 23,3% donne</li> <li>• Oltre 1 milione di ore di formazione (+5% vs. 2017)</li> </ul>	
	<b>SICUREZZA</b> Eni considera la sicurezza sul posto di lavoro un valore imprescindibile da condividere tra dipendenti, contrattisti e comunità locali	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TRIR 0,35</li> <li>• TRIR -51% vs. 2014</li> </ul>	
	<b>RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI</b> 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 87% riutilizzo delle acque dolci</li> <li>• -2% prelievi di acqua dolce vs. 2017</li> <li>• Rifiuti recuperati pari al 40% dei rifiuti smaltiti da attività produttive</li> <li>• -20% oil spill operativi vs. 2017</li> <li>• 60% reiniezione delle acque di formazione</li> </ul>	
	<b>DIRITTI UMANI</b> Eni si impegna a rispettare i diritti umani nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto verso partner e stakeholder	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pubblicata Dichiarazione Eni sul rispetto dei Diritti Umani</li> <li>• 91% dipendenti con formazione sui Diritti Umani</li> <li>• 90% contratti di security con clausole sui Diritti Umani</li> <li>• 100% nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali</li> </ul>	
	<b>TRASPARENZA E INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS</b> Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Adesione ad EITI<sup>(a)</sup> dal 2015</li> <li>• 8 Paesi in cui Eni supporta l'EITI Multistakeholder group</li> <li>• 32 audit con verifiche anti-corruzione</li> </ul>	
<b>PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE</b>	<b>CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO</b> Eni ha definito la strategia di decarbonizzazione integrata nel proprio modello di business, che si sviluppa in azioni di breve, medio e lungo termine per favorire la transizione energetica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• -20% indice di emissione upstream per barile prodotto vs. 2014</li> <li>• -16% volume di idrocarburi inviato a flaring di processo vs. 2014</li> <li>• -66% emissioni fuggitive di metano upstream vs. 2014</li> <li>• Net zero carbon footprint sulle emissioni dirette delle attività upstream valorizzate in equity al 2030</li> </ul>	
<b>PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE: MODELLO DI COOPERAZIONE</b>	<b>SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO PRIVATE</b> A supporto dello sviluppo locale Eni promuove interventi di accesso all'energia, diversificazione economica, educazione e formazione, accesso all'acqua e all'igiene, salute anche attraverso partnership pubblico private	<ul style="list-style-type: none"> <li>• €94,8 milioni per il Community Investment</li> <li>• Siglata partnership con UNDP e FAO</li> </ul>	
<b>INNOVAZIONE TECNOLOGICA</b> Eni investe in nuove soluzioni che possano aumentare l'efficienza e la sostenibilità delle attività, abbattendone costi e l'impatto ambientale	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investiti €197 milioni per la ricerca e lo sviluppo tecnologico (+7% vs. 2017)</li> <li>• 43 domande di primo deposito brevettuale di cui 13 depositi sulle fonti rinnovabili</li> </ul>		

(a) Extractive Industries Transparency Initiative; iniziativa globale per promuovere un uso responsabile e trasparente delle risorse finanziarie generate nel settore estrattivo.

ne

83942/500

#### 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 2018 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.

#### THE GLOBAL GOAL

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.



## LETTERA AGLI AZIONISTI



EMMA MARCEGAGLIA  
Presidente



CLAUDIO DESCALZI  
Amministratore Delegato

I risultati di Eni nel 2018 sono stati eccellenti sia nell'ottimizzazione del portafoglio esistente, sia nel suo potenziamento per il futuro. Alla base di questi successi il processo di profonda trasformazione della società avviato nel 2014 grazie al quale oggi Eni, dopo gli anni del downturn petrolifero, è sostenibile finanziariamente e resiliente alla volatilità dello scenario come mai nel passato.

Diversi sono stati i driver di tale trasformazione, quali l'esplorazione di successo che con la strategia di "dual exploration" ha consentito la monetizzazione anticipata delle scoperte, l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve d'idrocarburi, l'efficienza delle operations, la riduzione del breakeven nei business downstream e la disciplina finanziaria nello spending.

Gli effetti sono stati moltiplicati dalla massimizzazione dell'integrazione tra i business per cogliere sinergie e opportunità di crescita e dal nostro impegno nella promozione dello sviluppo locale e nella tutela dell'ambiente. Alla base di tutto questo ci sono i nostri asset intangibili: tecnologia, competenze e know-how. Con queste leve non solo abbiamo ottimizzato il portafoglio esistente, ma abbiamo attuato anche una strategia di diversificazione geografica e di migliore bilanciamento del portafoglio lungo la catena del valore attraverso una forte espansione in Medio Oriente dove nel giro di pochi mesi abbiamo costituito un hub di attività upstream d'eccellenza e acquisito una capacità di raffinazione con grandi prospettive di redditività realizzando una Joint Venture strategica con ADNOC la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi.

In questi anni grazie alla rigorosa implementazione delle nostre linee guida strategiche siamo stati in grado di coniugare crescita, ritorni e solidità patrimoniale: nel 2018 abbiamo raggiunto il livello produttivo record di 1,85 milioni di boe/giorno, con una cash neutrality di 52 \$/barile per la copertura dei capex e del dividendo rispetto alla baseline 2014 di 114 \$/barile. Nel contempo abbiamo ridotto l'indebitamento finanziario netto a €8,3 miliardi, con un leverage di 0,16 al minimo degli ultimi dodici anni e uno dei migliori dell'industria, dopo aver distribuito nel quinquennio dividendi per cassa pari a €16,5 miliardi nel contesto di uno scenario petrolifero sfidante.

In questi anni, il motore di crescita e di generazione di cassa della E&P è stato innanzitutto l'esplorazione. Per il quarto anno consecutivo Eni si è qualificata migliore società esplorativa del settore, a dimostrazione dell'eccellenza delle nostre scoperte e della validità della strategia di "dual exploration model", che prevede l'ingresso negli asset esplorativi con elevati working interest per monetizzare celermente le risorse attraverso la diluizione della partecipazione, mantenendo l'operatorship delle iniziative. Dal 2013 a oggi il dual exploration model ha consentito a Eni di incassare oltre 110 miliardi relativi in particolare alla diluizione della quota di partecipazione nei megaprogetti a gas di Zohr in Egitto e Area 4 in Mozambico. Grazie al dual exploration model sono state realizzate alleanze strategiche come quelle definite dagli accordi firmati a marzo 2018 per la cessione del 10% in Zohr ed il contestuale acquisto da parte di Eni di interessenze nei Concession Agreement in produzione Lower Zakum (5%) e Umm Shaif e Nasr (10%) nell'offshore degli Emirati Arabi Uniti. Dal 2014 a oggi abbiamo scoperto circa 5 miliardi di boe; in particolare nel 2018 abbiamo aggiunto 620 milioni di

*Handwritten signature*



83942/502

boe di nuove risorse a costi competitivi. Inoltre sempre nel quinquennio abbiamo rimpiazzato con riserve proved oltre il 130% della produzione cumulata del periodo.

Altro driver di crescita è stato il rafforzamento del portafoglio della nostra E&P in vista della diversificazione geografica, a partire dalla creazione di una forte presenza in Medio Oriente attraverso alleanze strategiche come quella in Abu Dhabi rafforzata con l'assegnazione a Eni del 25% nella concessione offshore di Ghasha, un megaprogetto a gas di cui assumeremo la leadership tecnica con avvio previsto a fine piano e target produttivo di 1,5 bcf/g. Abbiamo potenziato la piattaforma produttiva in Norvegia con la fusione tra la nostra consociata Eni Norge e Point Resources, che ha dato vita alla joint venture Vår Energi (quota Eni 69,6%), società indipendente leader nell'upstream in Norvegia con un target produttivo di 250 mila boe/giorno atteso nel 2023. Anche il reload'ing del portafoglio esplorativo è stato attuato nell'ambito della strategia di espansione internazionale, puntando ad asset materiali a elevata equity localizzati in aree strategiche: innanzitutto in Medio Oriente dove abbiamo acquisito sette nuove aree esplorative per un totale di circa 70 mila km<sup>2</sup> di nuova superficie a elevato potenziale e rischio contenuto, segnatamente in Abu Dhabi dove sono stati assegnati i Blocchi 1/2 nell'offshore che promettono sinergie con il progetto Ghasha, nell'onshore dell'Oman con la firma dell'EPSA relativo al Blocco 47, nell'emirato di Sharjah dove siamo entrati in tre blocchi onshore e nel Regno del Bahrein con l'acquisizione del Blocco 1 in un bacino offshore inesplorato. Nel 2018 altri asset esplorativi di grande interesse sono stati acquisiti in Libano, Messico, Alaska, Marocco, Indonesia e Mozambico dove sono stati assegnati a Eni i diritti su di un'area offshore di 5 mila km<sup>2</sup>, bilanciando tali acquisizioni con lo swap di licenze esplorative in Messico con Lukoil (farm-in del 40% del PSC di Area 12) e la diluizione dell'interest nel blocco esplorativo offshore Nour in Egitto (45% a BP/Mubadala).

Nel 2018 la produzione ha stabilito un nuovo record a 1,85 milioni di boe/giorno (+2,5% vs. 2017 a prezzi costanti) grazie ai cinque start-up programmati -- Wafa compression e Bahr Essalam fase 2 in Libia, OCTP fase gas in Ghana e Ochigufu e Vandumbu in Angola --, al raggiungimento del record produttivo in Iraq e soprattutto grazie alfo straordinario successo nel ramp-up di Zuhf dove abbiamo conseguito il primo target produttivo di oltre 2,1 bcf/g con nove mesi di anticipo rispetto ai programmi e abbiamo rivisto al rialzo l'obiettivo a 3,2 bcf/g. Complessivamente gli avvisi e i ramp-up del 2018 hanno contribuito con 300 mila boe/giorno al plateau dell'esercizio. La crescita futura sarà sostenuta dalle sei decisioni finali d'investimento prese nell'anno relative ai progetti di Area 1 in Messico per la messa in produzione di 2,1 miliardi di boe in posto, Merakas in Indonesia in sinergia con il campo in produzione di Jangkrik, Cassiopea in Italia, Balkm South West in Egitto, Nenè fase 2 in Congo e Cabaca in Angola. Infine registriamo progressi fondamentali verso la decisione finale d'investimento relativa alla prima fase del megaprogetto Rovuna LNG che include la progettazione e costruzione di due treni di liquefazione del gas naturale da 7,5 milioni di tonnellate di GNL/anno ciascuno, grazie agli impegni d'acquisto di lungo termine del GNL ottenuti dai partner di Area 4.

I risultati dello sviluppo sono il frutto della nostra strategia di riduzione del time-to-market delle riserve basata sulla parallelizzazione dei diversi stadi del progetto (esplorazione, attività pre-fid e costruzione), il controllo dei rischi di progetto attraverso l'insourcing delle fasi critiche (quali l'ingegneria di dettaglio, la supervisione della costruzione e il commissioning) e l'approccio per fasi che consente di ridurre il capitale inattivo e l'esposizione finanziaria.

Grazie alle nuove scoperte e all'avanzamento nello sviluppo abbiamo rimpiazzato nel 2018 con nuove riserve certe organiche il 100% della produzione: su base all sources l'indice sale al 124%, mentre la media organica triennale è del 131%. A fine anno le riserve certe sono 7,2 miliardi di boe pari a un life index di 11 anni.

L'efficacia dello sviluppo realizzata attraverso un ridotto time-to-market e un approccio per fasi, unitamente al controllo dei costi hanno consentito di ridurre il breakeven dei progetti Eni in esecuzione complessivamente a 25 \$/boe.

L'utile operativo adjusted E&P del 2018 è stato €10,85 miliardi, oltre il doppio del 2017 in presenza di un aumento del Brent del 31%. La crescente incidenza di produzioni a maggiore valore ha consentito di generare \$22,5 di cassa per barile e di conseguire in anticipo il target rispetto alla guidance del 2022.

Tutto il comparto downstream ha registrato risultati solidi, frutto del processo di turnaround implementato in questi cinque anni, che ha reso tali business sostenibili anche in presenza di scenari sfavorevoli.

G&P ha conseguito un utile operativo adjusted di €0,54 miliardi pari a oltre il doppio vs. il 2017 e in significativo aumento rispetto alla guidance comunicata al mercato. I driver di tale performance sono stati la ristrutturazione del portafoglio contratti long-term in grado di generare valore grazie alle flessibilità ad esso associate, le ottimizzazioni nel business power, nel trading e nella logistica e, soprattutto, la crescita del business GNL che ha raggiunto 8,8 MTPA di volumi contrattati (+70% vs. 2017). Lungo tutta la catena del valore abbiamo fatto leva sull'integrazione con l'upstream contribuendo ad accelerare le decisioni finali d'investimento dei progetti di sviluppo delle riserve gas. Importante anche il risultato del business retail ottenuto grazie alla valorizzazione del portafoglio clienti Europa cresciuto a 9,2 milioni di unità, all'efficienza della macchina operativa, alla digitalizzazione e automazione delle attività post vendita e al controllo del circolante.

Nel downstream petrolifero il principale driver del turnaround di questi anni è stata l'innovazione tecnologica grazie alla quale Eni è stata in grado di rilanciare siti produttivi strutturalmente deboli, riducendo l'esposizione alla volatilità del

83942/603

ENI BOLSA DI TORINO - 31 DICEMBRE 2018

costo della carica petrolifera. Inoltre da oggi si apre una nuova fase di crescita per la nostra raffinazione grazie all'acquisizione strategica del 20% della raffineria di Ruwais in Abu Dhabi del valore di \$3,3 miliardi, che ci dà accesso a una delle migliori opportunità di espansione presente sul mercato in termini di efficienza e redditività. L'acquisizione consente di incrementare di circa il 35% la nostra capacità di raffinazione e di migliorare in misura significativa le prospettive di redditività riducendo il margine di breakeven da 3 \$/barile a 2,7 \$/barile dal 2020 e fino a 1,5 \$/barile al completamento dei progetti di upgrading della raffineria, portando la capacità di conversione a circa 1,1 milioni di barili/giorno al 2023. Ulteriore valore sarà estratto grazie alla costituzione con i partner della raffineria di una joint venture di trading con l'obiettivo di cogliere opportunità commerciali in Europa, Medio ed Estremo Oriente ed Africa.

Nel 2018, nonostante lo scenario sfavorevole, R&M ha conseguito un utile operativo adjusted di €390 milioni e un surplus di cassa dopo aver finanziato i capex dell'esercizio, grazie agli eccellenti risultati del marketing, al contributo dei margini delle lavorazioni "green" e alle azioni di ottimizzazione e flessibilizzazione delle cariche.

Anche in Versalis la leva tecnologica è stata il driver della creazione di valore con lo sviluppo del business green chemicals e delle specialties che hanno consentito di ridurre il peso in portafoglio delle commodity plastiche, esposte alla volatilità del ciclo. In tale ambito, nel 2018 è stata avviata la nuova unità di produzione di elastomeri EPDM di alta gamma destinati all'industria automobilistica, finalizzata all'acquisizione delle attività del gruppo Mossi & Ghisolfi relative a tecnologie e processi biochimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili da biomasse e la costituzione della joint venture con Mazru Energy Services in Medio Oriente per la commercializzazione di prodotti specialistici per l'industria Oil & Gas a tecnologia Versalis. Nel 2018, in uno scenario particolarmente sfavorevole per la petrolchimica, Versalis grazie alla ristrutturazione del business ha conseguito un risultato sostanzialmente a breakeven.

L'integrazione è alla base dello sviluppo del business delle energie rinnovabili gestito dalla divisione New Energy Solutions che nel 2018 ha completato e messo in marcia tre impianti fotovoltaici (Assemini in Sardegna, un'unità a Gela e una presso il Green Data Center) nell'ambito del Progetto Italia, l'insieme di iniziative che Eni sta realizzando allo scopo di valorizzare, in ottica sostenibile, le proprie aree industriali dismesse, in particolare nel Mezzogiorno.

All'estero è stato avviato in Algeria l'impianto solare da 10 MW presso il giacimento a olio Bir Rebaa North, operato congiuntamente da Eni e Sonatrach, che renderà autosufficiente dal punto di vista energetico l'attività upstream ed è stato avviato il cantiere per la realizzazione del parco eolico da 50 MW presso Gadamsha in Kazakistan, per la fornitura di energia rinnovabile al Paese.

La crescita dei nostri business è sempre più improntata alla sostenibilità di lungo termine. L'attenzione ai temi del cambiamento climatico è parte integrante delle nostre strategie industriali, presente anche nella valutazione dei progetti d'investimento che devono essere sostenibili in uno scenario low carbon. I progressi fin qui raggiunti nell'evoluzione del nostro modello di business si fondano su una chiara strategia di decarbonizzazione che si caratterizza per il costante impegno nel perseguire la massima efficienza operativa e trovare soluzioni innovative e tecnologiche per favorire la transizione energetica e ridurre le emissioni, che fanno leva anche su progetti di economia circolare e offset carbonico.

Nel 2018 abbiamo conseguito risultati significativi in tema di intensità emissiva GHG degli asset operati del settore E&P che, con un valore di 21,44 tCO<sub>2</sub>eq/mg boe, rappresenta una riduzione del 20% rispetto alla baseline 2014 ed in linea con il target di riduzione del 43% al 2025 comunicato al mercato.

Anche il turnaround del business downstream è parte fondante di questa strategia di crescita di lungo termine, disegnato sulla riconversione "green" dei siti meno competitivi, per darne nuova vita in ottica low carbon, attraverso l'utilizzo di un feedstock rinnovabile e l'impiego crescente di materie prime costituite da scarti alimentari, rifiuti urbani e materie prime seconde, alternative ai feedstock tradizionali ed in linea con i principi di economia circolare.

Con l'obiettivo di ottimizzare le risorse lungo il ciclo di vita, Eni ha avviato progetti di eco-design ed inoltre siamo impegnati nello sviluppo di tecnologie per il riciclo chimico-fisico e meccanico dei polimeri a fine uso, come ad esempio, il riutilizzo del polistirene espanso per l'isolamento termico. Questi progetti sono condotti sia attraverso la ricerca interna, sia in partnership e collaborazione con associazioni/consorzi. Partnership di più ampio respiro sono state costituite con la società petrolifera di stato dell'Indonesia, Pertamina, e in Italia con la Coldiretti per applicazioni su larga scala delle tecnologie Eni di valorizzazione delle biomasse e dei rifiuti.

Al centro dei nostri valori vi è l'impegno per promuovere e migliorare l'accesso all'energia specialmente nel continente africano in base al modello di business "dual flag", di cui è esempio il progetto OCTP in Ghana che prevede la fornitura del gas entity prodotta dal nostro investimento al Paese, contribuendo allo sviluppo socio-economico locale. I nostri piani futuri in Africa saranno sostenuti e ampliati grazie alla prestigiosa collaborazione con l'UNDP (United Nations Development Programme) con il quale nel settembre 2018 è stata sancita una partnership per migliorare l'accessibilità all'energia sostenibile in Africa e per contribuire al raggiungimento dei Sustainable Development Goals (SDGs) delle Nazioni Unite. La prima fase della collaborazione riguarderà ben dieci Paesi africani dove sarà promossa l'energia sostenibile contribuendo al conseguimento di quattro degli SDGs delle Nazioni Unite, in particolare il numero 7 sull'energia accessibile e pulita. La partnership è la prima di questo genere tra l'UNDP e una compagnia energetica globale a testimonianza della credibilità delle nostre strategie.

me



83942/504

Infine, la nostra performance in tema di sicurezza sul luogo di lavoro si conferma all'interno del range più contenuto della media dell'industria con un Total Recordable Injury Rate (TRIR) di 0,35 nel 2018.

I risultati finanziari dell'anno sono stati eccellenti. L'utile operativo adjusted è stato €11,24 miliardi, l'utile netto adjusted €4,58 miliardi, entrambi quasi raddoppiati rispetto al 2017, in uno scenario che ha visto le quotazioni del Brent apprezzarsi del 31% a dimostrazione della capacità del nostro modello di business di generare extra-valore quando le condizioni di mercato sono favorevoli. I driver dell'anno sono stati la solida performance di E&P (-110%) e la ripresa di G&P (+154%). Positivo anche il contributo del downstream raffinazione e chimica nonostante il sensibile deterioramento delle condizioni di mercato. Allo scenario Brent di 71 \$/barile, nel 2018 la gestione ha generato circa €13,45 miliardi che unitamente alle variazioni positive del circolante associato all'attività d'investimento/disinvestimento di €0,9 miliardi (che include l'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di quote di Zohr nel 2017) ha consentito di finanziare i capex di €7,94 miliardi e il pagamento di €2,95 miliardi di dividendi per cassa con un surplus di circa €3,5 miliardi. Applicando la sensitivity Eni di variazione di €0,19 miliardi di cash flow per ogni dollaro di variazione del prezzo del Brent, si ottiene che la gestione ha coperto i fabbisogni per investimenti e per il dividendo allo scenario di circa 52 \$/barile, che si ridetermina in 55 \$/barile escludendo dai cash-in l'incasso delle rate prezzo (€450 milioni) delle dimissioni di Zohr eseguite nel 2017, unica componente non organica del calcolo. L'indebitamento finanziario netto è sceso a €6,3 miliardi con un leverage del 16%, 7 punti percentuali in meno rispetto al 2017, mentre la redditività del capitale investito è quasi raddoppiata all'8,5% (vs. 4,7%).

## STRATEGIE E OBIETTIVI

Considerata la volatilità del prezzo del petrolio, manteniamo un approccio rigoroso nella selezione degli investimenti. Allo scenario Brent di lungo termine di 70 \$/barile, prevediamo per il prossimo quadriennio una manovra di spesa organica di circa €33 miliardi in leggera crescita rispetto al piano precedente. La manovra capex è diretta per circa l'80% all'esplorazione e sviluppo delle riserve di idrocarburi e per il 9% alla crescita del business green, in particolare l'espansione della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, investimenti di decarbonizzazione e lo sviluppo di iniziative di economia circolare orientate alla valorizzazione di rifiuti e biomasse per estrarne nuova energia, nuovi prodotti o materiali e a dare nuova vita ad asset dismessi o bonificati.

Le linee guida strategiche della E&P sono la valorizzazione e crescita del portafoglio esplorativo e la massimizzazione della generazione di cassa. Il cash flow sarà sostenuto dalla forte crescita produttiva. Al 2022 prevediamo una produzione di 2,13 milioni di boe/giorno corrispondente a un tasso medio d'incremento nel quadriennio del 3,5% interamente per via organica. Gli avvii e i ramp-up del piano contribuiranno a tale obiettivo con circa 650 mila boe/giorno. I nuovi progetti sono ben distribuiti dal punto di vista geografico: Messico con l'avvio di Area 1, Indonesia con Merakes, Italia, gli upgrading/nuove fasi di aree in produzione in Egitto, Algeria, Congo e Angola, le iniziative in Norvegia e, a fine piano, gli avvii dei megaprogetti a gas Coral in Mozambico e il primo sviluppo di Ghasha negli Emirati Arabi Uniti. Il livello di visibilità sul target produttivo è eccellente poiché le iniziative individuate riguardano principalmente giacimenti in produzione, molti dei quali operati, o i nuovi progetti sanzionati nel 2018. Le altre leve a sostegno dei risultati saranno le iniziative integrate con G&P per valorizzare il gas equity, il controllo dei rischi operativi e il focus sull'asset integrity al fine di minimizzare le perdite di produzione causati da eventi "unplanned".

Nell'esplorazione intendiamo mantenere un approccio disciplinato allo spending con circa \$0,9 miliardi/anno ripartiti tra iniziative in aree di frontiera o in bacini convenzionali a elevata equity per eventuale applicazione del dual exploration model e iniziative in aree proven e "near field" con breve time-to-market per assicurare sostegno immediato alle produzioni e al cash flow. Le campagne esplorative a maggiore potenziale saranno condotte nell'offshore del Messico, nel Medio Oriente e in aree mature ad alto potenziale vicino ad infrastrutture esistenti quali Norvegia, Angola, Ghana ed Egitto. L'obiettivo è scoprire 2,5 miliardi di barili di risorse nel quadriennio a costi competitivi (<2\$/boe), contribuendo alla diversificazione geografica.

Per il settore G&P confermiamo la sostenibilità strutturale in tutti gli anni di piano e prevediamo un importante contributo alla generazione di cassa nonostante un contesto di mercato sfidante, caratterizzato dalla continua pressione sugli spread del gas e dell'energia elettrica. La principale leva a sostegno dei risultati sarà la massimizzazione delle sinergie con i business Eni sia nell'ottimizzazione del trading di petrolio e prodotti per cogliere opportunità di mercato, sia nella crescita dei volumi contrattualizzati di GNL previsti aumentare da 8,8 MTPA nel 2018 a 14 MTPA nel 2022 e fino a 16 MTPA nel 2025, valorizzando i volumi di gas equity e massimizzando i margini lungo tutta la filiera. Il portafoglio contratti gas long-term sarà oggetto di azioni di derisking e di continua rinegoziazione con i fornitori per garantirne l'allineamento alle condizioni di mercato. Nel business retail prevediamo una redditività solida e in crescita grazie allo sviluppo e alla completa valorizzazione del portafoglio clienti previsto raggiungere circa 12 milioni di unità anche attraverso acquisizioni focalizzate e sinergiche, al contributo dei prodotti/servizi extracommodity e alla costante attenzione all'efficienza. Riconfermiamo gli obiettivi finanziari della G&P di un Ebit di €0,7 miliardi nel 2022 e di un free cash flow organico cumulato nel quadriennio 2019-2022 di circa €2,3 miliardi.

In R&M intendiamo conseguire il margine di breakeven target di 3 \$/barile delle raffinerie "legacy" con la piena operatività del sistema industriale, massimizzandone il grado di affidabilità e attraverso le ottimizzazioni degli asset e del supply

83942/2019

e lo sviluppo del licensing di tecnologie proprietarie. L'integrazione del 20% di ADNOC Refining farà leva sulle sinergie tecnologiche e consentirà con la regimazione dei progetti di upgrading identificati di dimezzare il margine target a 1,5 \$/barile. Il business bio-raffinazione è previsto in crescita grazie all'avvio ed entrata a regime di Gela e al potenziamento di Venezia con l'obiettivo di 1 milione di tonnellate di produzione di green diesel già dal 2021. Nel retail prevediamo solidi risultati trainati dalla qualità e dall'innovazione nel servizio, dal contributo ai margini dei prodotti premium e dallo sviluppo del non-oil e della mobilità sostenibile.

La strategia di Versalis punta a consolidare la resilienza del business alla volatilità dello scenario attraverso la focalizzazione del portafoglio prodotti su applicazioni a elevato valore aggiunto e sulla "chimica verde", l'utilizzo della leva tecnologica a sostegno dei margini e dell'espansione internazionale e numerose iniziative di ottimizzazione quali la maggiore integrazione tra siti, l'aumento della flessibilità dei feedstock nonché la riduzione dei costi variabili di produzione. Inoltre tali iniziative contribuiranno alle linee guida Eni di sviluppo dell'economia circolare e di decarbonizzazione.

Oltre ai già dichiarati target al 2025 di riduzione vs. baseline 2014 del 43% dell'indice di intensità emissiva dell'upstream, di annullamento del gas routine flaring e di riduzione dell'80% delle fugitive di metano, ci siamo dati l'obiettivo di raggiungere nel 2030 la net zero carbon footprint sulle emissioni dirette delle attività upstream attraverso l'implementazione di azioni rivolte ad aumentare l'efficienza operativa, massimizzare le iniziative di decarbonizzazione e sviluppare progetti forestali per la compensazione delle emissioni residue, assicurando nel contempo benefici alle comunità locali.

Inoltre lavoriamo per sviluppare risorse energetiche a basso impatto carbonico, come gas e biocarburanti, e per incrementare la capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (solare fotovoltaico, eolico e altre) in sinergia con i business Eni. A tal riguardo ci poniamo un obiettivo di 3,6 GW di potenza installata al 2022 e 5 GW al 2025, con l'ambizione di raggiungere oltre 10 GW al 2030.

Come ulteriore leva, Eni intende sviluppare iniziative di economia circolare orientate alla valorizzazione di rifiuti e biomasse per estrarne nuova energia, nuovi prodotti e materiali e dare nuova vita ad asset dismessi o bonificati. Su tali attività Eni intende investire oltre €950 milioni che vanno dal recupero di biomasse e scarti, al riciclo di polimeri e processi di eco-design, fino all'estensione della vita utile degli asset e prodotti in ottica low carbon, cui si aggiungono spese per circa €220 milioni in ricerca e tecnologia.

Su queste basi ed in considerazione dei breakeven ridotto dei nuovi progetti di sviluppo, riteniamo che il nostro portafoglio sia resiliente anche a scenari e trend di decarbonizzazione sfidanti. Ulteriore impegno verso i temi di sostenibilità è il contributo allo sviluppo locale dei Paesi di presenza Eni in applicazione dell'approccio dual flag e in coerenza con quanto previsto dai Piani di sviluppo nazionali riguardo all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

In definitiva, pur consapevoli dell'importanza del lavoro fatto durante il downturn in termini di crescita, efficienza e sostenibilità, intendiamo rendere ancora più solidi il posizionamento competitivo e la resilienza di Eni allo scenario petrolifero facendo leva su un portafoglio meglio diversificato dal punto di vista geografico e più bilanciato lungo l'intera catena del valore degli idrocarburi e delle iniziative pianificate da qui alla metà del prossimo decennio, con l'obiettivo di ridurre la cash neutrality a 50 \$/barile e di assicurare una remunerazione crescente agli azionisti, potenziando al contempo il contributo della Compagnia al conseguimento degli SDGs delle Nazioni Unite.

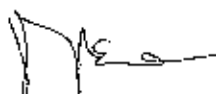
Alle donne e agli uomini di Eni va il nostro apprezzamento per la qualità e la costanza dell'impegno profuso in questi anni, senza i quali la Compagnia non avrebbe raggiunto i risultati che ci rendono orgogliosi.

Sulla base dei risultati realizzati nel 2018 proporremo all'Assemblea del prossimo 14 maggio un dividendo unitario di €0,83, di cui €0,42 già distribuito in acconto. Per il 2019, in considerazione delle promettenti prospettive del business, intendiamo migliorare la nostra remuneration policy aumentando il dividendo unitario del 3,6% a €0,86 e avviando un programma di acquisto di azioni proprie per un valore nell'anno di €400 milioni. Successivamente, per il periodo 2020-2022, confermiamo l'impegno ad una remuneration policy progressiva che prevede per il dividendo una crescita in linea con il free cash flow e gli underlying earnings e per l'acquisto delle azioni proprie, in presenza di un leverage stabilmente al di sotto del 20%, un ammontare annuo di €400 milioni con uno scenario di Brent a \$60-65 al barile ovvero €800 milioni annui con un prezzo del Brent superiore a \$65 al barile.

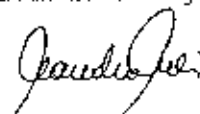
14 marzo 2019

per il Consiglio di Amministrazione

**Emma Marcegaglia**  
La Presidente



**Claudio Descalzi**  
L'Amministratore Delegato




# 83942/506

## ENI IN SINTESI

2018: anno di straordinari risultati finanziari e industriali raggiunti grazie all'attuazione accelerata della nostra strategia.

A questi risultati hanno contribuito l'esplorazione di successo che con la strategia di "dual exploration" ha consentito la monetizzazione anticipata delle scoperte, l'efficienza operativa con l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve d'idrocarburi, la riduzione del break-even nei business downstream e la disciplina finanziaria nello spending. L'ottimizzazione del portafoglio esistente, la strategia di diversificazione geografica e il migliore bilanciamento del portafoglio lungo la catena del valore attraverso una forte espansione in Medio Oriente unitamente al nostro impegno nella promozione dello sviluppo locale, nella tutela dell'ambiente e nella valorizzazione delle competenze e delle tecnologie Eni hanno consentito di cogliere sinergie e opportunità di crescita.

Le partnership pubblico-privato avviate nel 2018 ci consentiranno di condividere risorse, know-how ed esperienza con l'United Nations Development Programme (UNDP) per lo sviluppo sostenibile e favorire il raggiungimento degli SDGs, in particolare l'accesso universale all'energia entro il 2030, le azioni volte a combattere i cambiamenti climatici e la protezione, il ripristino e l'uso sostenibile dell'ecosistema terrestre o con la Food and Agricultural Organization (FAO) per l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria.

**€11,24 MLD**

+94% vs. 2017

UTILE OPERATIVO ADJ DI GRUPPO

**€13,45 MLD**

+35% vs. 2017

FLUSSO DI CASSA NETTO  
DA ATTIVITÀ OPERATIVA ADJ

**€8,29 MLD**

-24% vs. 2017

INDEBITAMENTO  
FINANZIARIO NETTO

BRENT DATED (\$/barile)	SERM (\$/barile)	CAMBIO MEDIO EUR/USD	PSV vs. TTF (€/tonc)
2018 ..... 71,04	2018 ..... 3,7	2018 ..... 1,181	2018 ..... 17
2017 ..... 54,27	2017 ..... 5,3	2017 ..... 1,130	2017 ..... 28
2016 ..... 49,69	2016 ..... 4,2	2016 ..... 1,107	2016 ..... 20

Gli eccellenti risultati finanziari dell'anno sono stati conseguiti in un contesto di forte volatilità delle quotazioni del Brent, a causa dei segnali di rallentamento della crescita globale, del ritmo dell'oversupply, delle incertezze sull'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, della Brexit e dei fattori geopolitici.

### GRUPPO ENI

	(€ in milioni)	2017	2018	
Utile (perdita) operativo		8.012	2.157	▲ -25%
Utile (perdita) operativo adjusted		5.803	2.315	▲ +94%
Flusso di cassa netto da attività operativa		10.117	7.673	▲ +35%
TRIR (indice di frequenza infurtuni totali registrabili)	(infurtuni registrabili / nre. svarate) x 1.000.000	0,33	0,35	▼ +6%
Leverage		0,23	0,28	▲ -0,07

**-6% vs. 2017**

INTENSITÀ EMISSIVA GHG UPSTREAM

**0,35 TRIR**

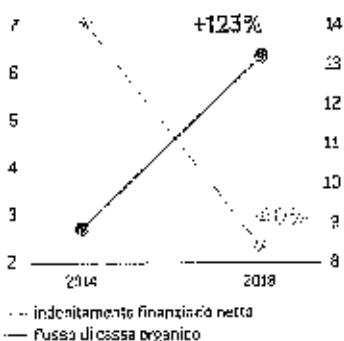
TRA I LIVELLI PIÙ BASSI RISPETTO ALLA MEDIA DELL'INDUSTRIA

### FONTI E IMPIEGHI NEL 2018 (€ mld)



- flusso di cassa
- disinvestimenti
- surplus
- investimenti
- dividendi
- acquisizioni

### FLUSSO DI CASSA ORGANICO VS. INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO (€ mld)



**0,16 leverage**

LIVELLO PIÙ BASSO  
DEGLI ULTIMI 12 ANNI

**€25/barile**

CASH NEUTRALITY 2018



**EXPLORATION & PRODUCTION**

		2017	2016
Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	5.173	2.494
Produzione di idrocarburi	[migliaia di boe/giorno]	1.816	1.759
Opex per boe	(\$/boe)	6,6	6,2
Profit per boe		8,7	2,6
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi (100% operata)	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq./migliaia di boe)	22,75	23,56

**GAS & POWER**

		2017	2016
Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	214	(390)
Vendite gas mondo	[miliardi di metri cubi]	80,83	86,31
Vendite GNL		8,3	8,1
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	[gCO <sub>2</sub> eq./kWh <sub>eq</sub> ]	395	398
Clienti retail in Italia	(milioni)	7,65	7,58

**REFINING & MARKETING E CHIMICA**

		2017	2016
Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	991	583
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	[miliardi di tonnellate]	8,54	8,59
Lavorazioni in conto proprio		24,02	24,52
Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semi-avanzati	(tonnellate CO <sub>2</sub> eq./kt)	258	278
Vendite di prodotti petrolchimici	[migliaia di tonnellate]	4.646	4.745

83942/507

1,85

milioni di boe/g

**NUOVO RECORD DELLA PRODUZIONE DI IDROCARBURI**

+110% vs. 2017

REDDITIVITÀ UPSTREAM

+75% vs. 2017

REDDITIVITÀ O&P

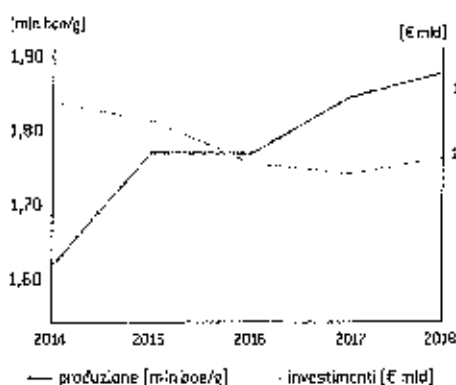
€380 MLN

R&M e Chimica

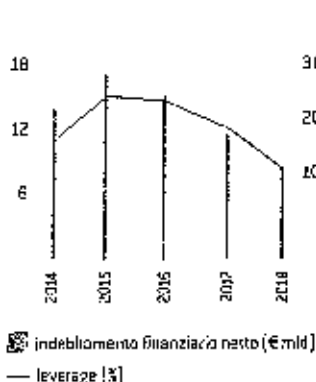
UTILE OPERATIVO ADI

Grazie al processo di profonda trasformazione del Gruppo avviato nel 2014, oggi Eni, dopo gli anni del downturn petrolifero, è sostenibile finanziariamente e resiliente alla volatilità dello scenario come mai nel passato. Attraverso la ripresa implementazione delle nostre linee guida strategiche siamo stati in grado di coniugare crescita, ritorni e solidità patrimoniale, raggiungendo il livello produttivo record di 1,85 milioni di boe/giorno nel 2018, riducendo l'indebitamento finanziario netto a €8,3 miliardi, con un leverage di 0,16 al minimo degli ultimi dodici anni e uno dei migliori dell'industria, dopo aver distribuito nel quinquennio dividendi per cassa pari a €16,2 miliardi nel contesto di uno scenario petrolifero sfidante.

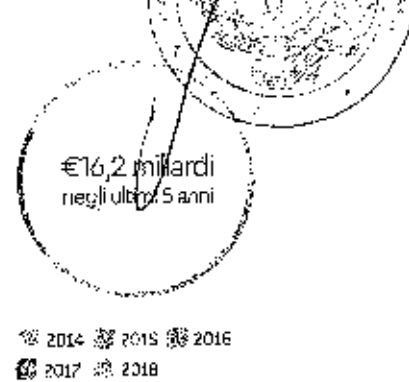
**PRODUZIONE VS. INVESTIMENTI**



**SOLIDITÀ FINANZIARIA**



**DIVIDENDI PAGATI**



Handwritten signature

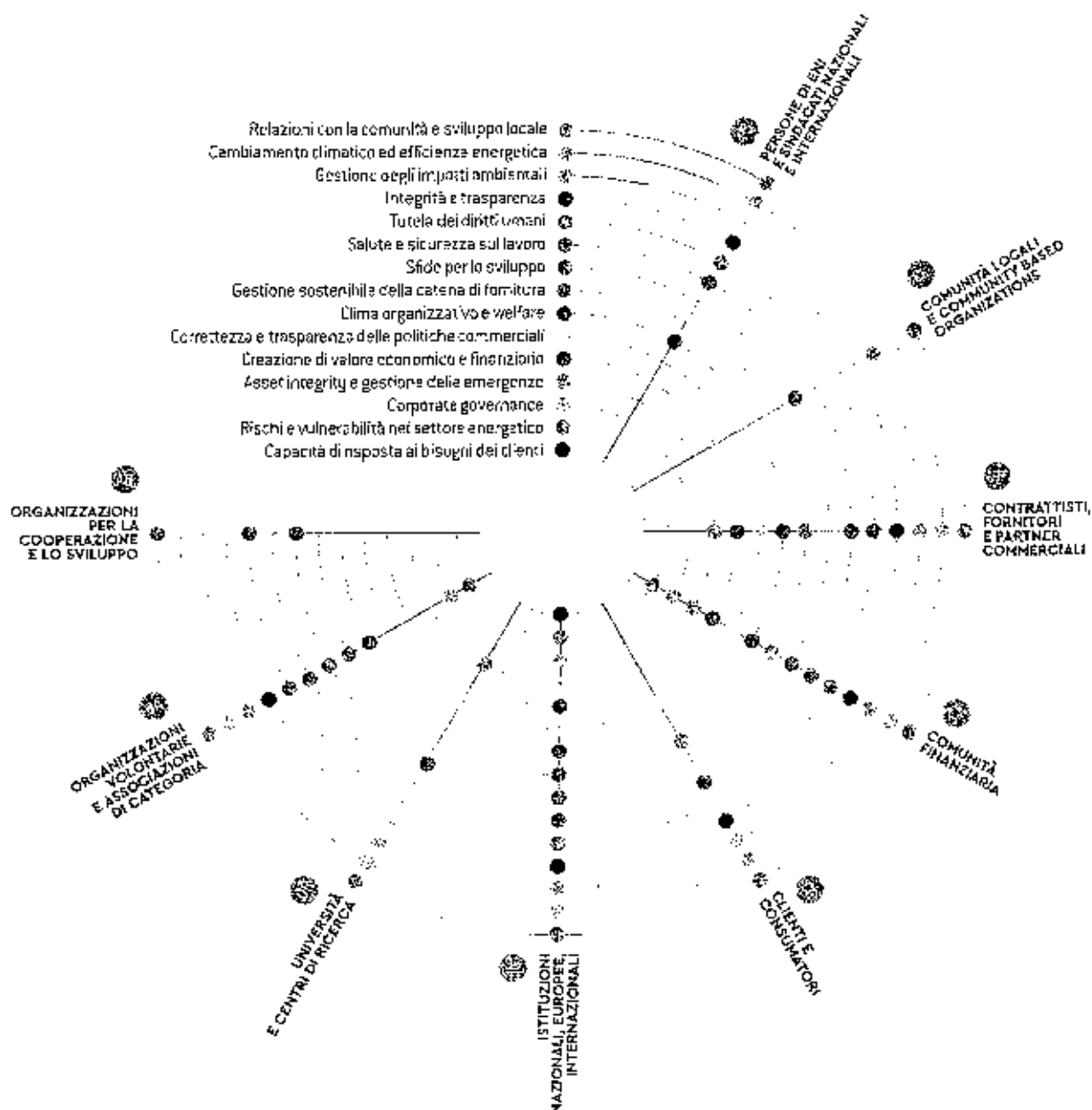
# 83942/508

## ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT

I nostri stakeholder sono prima di tutto persone che abitano i territori dove lavoriamo: la loro conoscenza e la condivisione delle loro preoccupazioni e aspettative sono alla base del nostro impegno per costruire relazioni durature al fine di contribuire, insieme, ad uno sviluppo sostenibile.

Il coinvolgimento diretto degli stakeholder in ogni fase delle attività, la promozione e la condivisione di principi comuni e il dialogo sono alla base della creazione di valore di lungo periodo. Eni è presente in 67 Paesi, caratterizzati da contesti sociali, economici e culturali anche molto differenti tra loro: nello svolgimento delle attività il confronto quotidiano e proattivo avviene con differenti interlocutori, che è fondamentale conoscere per instaurare relazioni di fiducia, solide e trasparenti, che siano promotrici di processi di sviluppo condiviso.

### Temi emersi dal confronto con gli stakeholder



83942/508

ENI - ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT ANNO 2018

Per questo motivo Eni si è dotata di una piattaforma informatica denominata Stakeholder Management System (SMS) dedicata a supportare la gestione della complessa rete di relazioni nei territori, monitorando aspettative delle popolazioni e risultati dei progetti di sviluppo. Tale strumento consente di censire e visualizzare, attraverso una mappa, le relazioni con ciascuna categoria di stakeholder, evidenziando le eventuali aree di miglioramento, con la possibilità di approfondire meglio i potenziali impatti sui diritti umani, tracciando la presenza di gruppi vulnerabili e la presenza di aree di pregio naturalistico e/o culturale intorno alle aree di attività, consentendo una gestione più consapevole delle realtà operative.

## Principali attività di stakeholder engagement nell'anno

### PS PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI

- Piano di comunicazione interna su strategia, obiettivi, risultati attraverso eventi e incontri su temi strategici
- Integrazione di competenze ed esperienze (sharing di best practice, storytelling, support all'organizzazione e alla comunicazione di iniziative dedicate)
- Analisi di clima campionaria
- Incontro con i sindacati nazionali e internazionali, nell'ambito del Global Framework Agreement, per un confronto sulle diverse realtà sociali e sindacali presenti nei Paesi di provenienza dei rappresentanti dei lavoratori

### CF COMUNITÀ FINANZIARIA

- Presentazione del piano strategico 2018 a Londra, Milano e New York
- Road Show del top management e della Presidente sui temi di governance
- Conference call sui risultati trimestrali
- Partecipazione del top management alle conferenze tematiche organizzate dalle banche
- Ingegno con il mercato su temi industriali, finanziari e ESG in relazione all'Assemblea degli Azionisti

### UR UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA

- Incontri con rappresentanti di Università, Centri di Ricerca e società terze con cui Eni collabora o si interfaccia per lo sviluppo di tecnologie innovative aventi oggetto i temi di maggiore interesse
- Collaborazioni con le istituzioni con cui Eni ha un accordo quadro, quali Politecnico di Milano e di Torino, Università di Bologna, MIT, CNR, INSTM, ENEA ed INGV<sup>a)</sup>
- Collaborazioni per lo sviluppo di Modelli di valutazione degli impatti (Columbia University e Politecnico di Milano)

### CL COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATIONS

- Coinvolgimento di oltre 200 comunità dei territori in cui Eni opera
- Consultazioni delle autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative o per lo sviluppo di nuovi progetti
- Collaborazioni con autorità e comunità locali per la pianificazione, gestione e miglioramento di progetti sociali (Congo: progetto CAREP<sup>b)</sup>; Mozambico: progetti educativi e di sviluppo agro-cooperativo; Ghana: Livelihood Restoration Plan e progetto di accesso all'acqua; Iraq: progetti educativi)

### CC CLIENTI E CONSUMATORI

- Incontri e workshop con Presidenti e Responsabili energia delle AdC<sup>c)</sup> nazionali e locali su temi quali sostenibilità, economia circolare, bonifiche e risanamento ambientale
- Sponsorizzazione iniziative AdC sui temi di sostenibilità ed economia circolare a cui sono intervenute alte cariche Eni che hanno portato una testimonianza sulle nostre iniziative in merito
- Incontri territoriali con le AdC regionali del CNCC<sup>d)</sup>

### OA ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE E ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA

- Adesione e partecipazione a DGC, IPIECA, WBESB, UN GLOBAL COMPACT, CIDU, EITI<sup>e)</sup>
- Collaborazione con IHRB<sup>f)</sup> e IHRB<sup>g)</sup>
- Convegni, dibattiti, seminari e iniziative di formazione su temi di sostenibilità: realizzazione di linee guida e condivisione di best practice
- Partecipazione agli incontri degli organi associativi e dei tavoli di lavoro specialistici
- Incontri con Associazioni Imprenditoriali territoriali sul processo di qualifica dei fornitori

### FP CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI

- Coinvolgimento dei fornitori con Human Rights Assessment
- Comunicazione, feedback e piani di miglioramento
- Condivisione della bozza del Codice di condotta fornitori sui valori Eni di sostenibilità
- Partecipazione al GdL PIECAM<sup>h)</sup> Forum sulle O&G Sustainability best practice
- Progetto Green sourcing: individuazione delle leve in ambito Supply Chain per la riduzione impatti ambientali

### IN ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE, INTERNAZIONALI

- Incontri con rappresentanti politici e istituzionali locali, nazionali e internazionali su tematiche energetiche e climatiche
- Partecipazione attiva a tavoli tecnico-istituzionali, commissioni miste su tematiche energetiche e ambientali, a momenti di confronto promossi dal Governo e dal Parlamento italiano
- Incontri con delegazioni istituzionali nazionali e locali in occasione di visite di Stato e presso siti industriali

### CS ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE E LO SVILUPPO

- Promozione di partenariati pubblico-privati per realizzare progetti in linea con i piani di sviluppo Paese
- Condivisione di policy e metodologie adottate a livello internazionale
- Attività di capacity building delle istituzioni

a) Centre d'Appui Technique et de Ressources Professionnelles.

b) Associazione di settore Oil & Gas che si occupa dei temi ambientali e sociali.

c) Associazione dei Consumatori.

d) Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti.

e) Massachusetts Institute of Technology, Consiglio Nazionale della Ricerca; Consiglio Interuniversitario Nazionale per la Scienza e Tecnologia del Materico; Agenzia nazionale

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

f) Oil and Gas Climate Initiative; World Business Council for Sustainable Development;

g) Comitato Internazionale Diletti Usuari; Extractive Industries Transparency Initiative.

h) The Center for Human Rights.

i) Institute for Human Rights and Business.



## SCENARIO E STRATEGIA

### Il mercato e il contesto competitivo

#### Trasizione verso un energy mix a minore intensità carbonica

Le compagnie operanti nel settore energetico sono chiamate a rispondere a una duplice sfida: soddisfare il crescente fabbisogno energetico, garantendo a tutti un adeguato accesso all'energia, e limitare le proprie emissioni in atmosfera contribuendo al graduale processo di decarbonizzazione del sistema energetico, in conformità con le decisioni prese in ambito COP a partire da Parigi 2015.

La popolazione mondiale crescerà dagli attuali 7,5 a 9 miliardi nel 2040 e la domanda di energia aumenterà di circa il 30%. Ci sarà anche uno spostamento geografico nel consumo e la totalità dei consumi addizionali provverrà dall'area non-OCSE in cui al 2040 sarà concentrato circa l'85% della popolazione mondiale.

In questo contesto il gas naturale rappresenta un'opportunità di riposizionamento strategico per le compagnie petrolifere in virtù della minor intensità carbonica e delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica. Si registra una crescente consapevolezza della necessità di promuovere politiche a favore della sostituzione del carbone nella generazione elettrica.

#### La risalita e la volatilità

Nel 2018 deciso rialzo dei prezzi, supportato dai tagli produttivi degli alleati OPEC e non OPEC, dall'annuncio di nuove sanzioni all'Iran e da una crescita robusta della domanda. Il trend si interrompe a fine anno quando emergono segnali di un nuovo surplus. Il calo dell'export dall'Iran, combinato alla crisi del Venezuela, spinge i grandi produttori a compensare le perdite sul mercato. Le produzioni record di USA, Russia e Arabia Saudita generano la percezione di un eccesso di offerta. In parallelo aumenta il timore di un rallentamento della crescita della domanda, in particolare nelle economie emergenti, mentre Trump sollecita prezzi più bassi, a favore dei consumatori USA, il Brent si attesta su una media di 71 \$/barile (+17 \$/barile vs. 2017), con un calo del 30% tra ottobre e dicembre, accelerato da una pesante vendita speculativa sui mercati futures.

#### Non solo OPEC nel 2019

La decisione di nuovi tagli concordata a fine 2018, le perdite geopolitiche – Iran e Venezuela – e la crescita USA rallentata per vincoli logistici e finanziari, concorrono a garantire un'offerta controllata nel 2019. Rallentano le stime di crescita economica, ma la domanda petrolifera è attesa ancora robusta. Nella seconda parte dell'anno l'effetto IMO, normativa in vigore da gennaio 2020 che obbliga le navi all'uso di combustibili a più basso zolfo (0,5%) a livello mondiale, sarà un fattore di forte discontinuità con probabili rialzi del prezzo del greggio e dei margini di raffinazione.

#### Nuove sfide per la raffinazione

L'industria della raffinazione è passata da una condizione di significativa overcapacity a una fase di riequilibrio grazie alla razionalizzazione e chiusura di impianti nel periodo 2009-2015. La fase di razionalizzazione è rallentata nel 2016-2017 per arrestarsi nel 2018. È proprio nel 2018 e poi nel 2019 che riparte una nuova ondata di capacità di raffinazione in particolare in Asia e Medio Oriente con impatto sugli asset in aree meno competitive, non solo in Europa ma soprattutto in America Latina e Africa. In Europa dopo l'entrata della nuova raffineria in Turchia nel 2018 la capacità è attesa rimanere stabile. L'impatto IMO al 2020 favorirà la redditività delle raffinerie complesse a discapito di quelle semplici a rischio di chiusura. Tuttavia i raffinatori europei avendo chiuso gran parte delle loro raffinerie meno redditizie potrebbero essere meno penalizzati.

#### Le sfide di sostenibilità

La performance in termini ambientali, sociali e di governance influenza sempre più sul metro con cui un'azienda viene misurata e in particolare alle grandi imprese è richiesto di contribuire agli obiettivi dello sviluppo sostenibile (SDGs) tra cui l'accesso all'energia e il contrasto ai cambiamenti climatici. Per quanto riguarda l'accesso all'energia (SDG 7) l'IEA stima che le persone senza accesso all'energia (oggi stimate in 990 milioni) nel 2030 saranno ancora 650 milioni, quasi tutte in Africa, mentre quelle senza accesso a fonti pulite per cucinare saranno 2,2 miliardi (oggi 2,7). Di fronte a sfide di questa portata il raggiungimento degli SDGs richiede una cooperazione senza precedenti tra pubblico e privato, che coinvolge sia organizzazioni espresse dalla società civile sia le imprese. Particolare responsabilità nelle partnership pubblico-privato (PPP) è assegnata alle imprese multinazionali, il cui coinvolgimento, insieme ad attori tanto diversi come le istituzioni governative bilaterali e multilaterali e le ONG, apre prospettive nuove dal punto di vista dell'efficacia operativa e della mobilitazione delle risorse necessarie per il finanziamento dei progetti per lo sviluppo.

Si mantiene elevata l'attenzione al rispetto dei diritti umani da parte delle imprese, in particolare la progressiva integrazione dei Principi guida su diritti umani e impresa delle Nazioni Unite (UN Guiding Principles on Business and Human Rights, 2011) nei principali processi aziendali, cui si stanno affiancando a livello paese i Piani di Azione Nazionale su Impresa e Diritti Umani e diverse iniziative legislative (es. le leggi contro le forme moderne di schiavitù in Regno Unito, 2015, e Australia, 2018).

83942/5M

Eni Production Services Group &amp; S.p.A.

## Piano industriale

In un contesto di grande volatilità dello scenario, Eni ha portato a termine il processo di profonda trasformazione dei propri business che le ha consentito di continuare a crescere rafforzando ulteriormente la propria struttura finanziaria.

Questa trasformazione è stata realizzata con successo grazie alla rapidità di azione facendo leva sulle competenze, il know-

how e le tecnologie e mettendo al centro della strategia la sostenibilità del proprio modello di business.

Oggi Eni è una società integrata, flessibile e con tutti i business in grado di contribuire alla creazione di valore sostenibile nel lungo termine.

Il Piano 2019-22 dà un nuovo impulso alla crescita e consolida l'approccio che integra la sostenibilità nel modello di business. Il piano è articolato nelle seguenti direttive strategiche tra loro fortemente sinergiche:

### CRESCITA EFFICIENTE E RESILIENTE (modello per l'efficienza operativa)

La **crescita efficiente e resiliente** sarà supportata da una strategia orientata alla sempre maggiore integrazione dei business, alla diversificazione geografica delle attività e al ribilanciamento upstream vs. mid-downstream attraverso azioni già avviate o ad un livello di maturità e solidità avanzato. Le principali azioni previste sono: il rimpiazzo delle risorse attraverso la leva dell'esplorazione, lo start-up/ramp-up produttivo dei campi avviati o di prossimo avvio, il sanzionamento dei progetti a supporto della crescita nel medio e lungo termine, le rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, lo sviluppo del portafoglio GNL globale, la valorizzazione e crescita dei clienti gas e power retail anche attraverso attività di portafoglio, il ridotto livello di breakeven dell'attività di raffinazione e lo sviluppo internazionale, l'integrazione e specializzazione della chimica. Tali azioni saranno perseguite facendo leva su un modello per l'eccellenza operativa 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 il contenimento della cash neutrality e il mantenimento di una solida struttura finanziaria.

### AMBIZIONE DI CARBON NEUTRALITY

Eni inoltre persegue una strategia che punta nel lungo termine alla **carbon neutrality** attraverso un percorso definito che prevede: (i) interventi sull'energy mix e di massimizzazione dell'efficienza energetica e di riduzione delle emissioni dirette; (ii) lo sviluppo di progetti di conservazione delle foreste e di riforestazione o afforestazione per aumentare la capacità di assorbimento della CO<sub>2</sub> in atmosfera, con ricadute positive sulle comunità locali; (iii) lo sviluppo di iniziative di economia circolare puntando alla valorizzazione di rifiuti e biomasse e al recupero di asset in disuso o nonificati.

Eni, nel solco della propria tradizione, continuerà anche a **promuovere lo sviluppo locale** facendo leva sul proprio modello di cooperazione (approccio dual flag) che si basa sull'affiancare il Paese nel proprio sviluppo sociale ed economico coinvolgendo tutti gli stakeholder. 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.

### PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE (modello di cooperazione)

Acceleratori del modello integrato di crescita sostenibile saranno l'innovazione e la diffusione della tecnologia digitale che consentiranno di migliorare la sicurezza sul lavoro e cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza.

Me



83942/512

## Upstream



**Valorizzazione e crescita del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2,5 miliardi di boe e contribuire alla diversificazione geografica.**

- Esplorazione con operatorship su temi convenzionali e ad alta equity in coerenza con il "Dual Exploration Model".
- Focus su esplorazione near-field con ridotto time-to-market e cash flow immediati in Paesi con infrastrutture operate.
- Graduale ripresa dell'esplorazione su temi "high risk-high reward".
- Perforazione di più di 140 pozzi in più di 25 Paesi.

**Crescita della generazione di cassa con un free cash flow cumulato 2019-2022 pari a €22 miliardi.**

- Crescita delle produzioni nel periodo 2018-2022 ad un tasso medio

annuo del 3,5% con focus sul valore, grazie al contributo dei progetti già avviati e di quelli previsti nel quadriennio caratterizzati da un livello di cash flow per boe superiore alla media del portafoglio e sostenibili anche a livelli contenuti di prezzi del Brent.

- Avvio e rafforzamento di 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 operativa con particolare riferimento al contenimento dei costi operativi e alla riduzione del "Non Productive Time".

Utilizzo della Digital Transformation a supporto dell'asset integrity e dell'efficienza operativa.

## Mid-downstream



## GAS &amp; POWER

**Crescita dei risultati economico-finanziari nell'arco del quadriennio con un utile operativo adjusted pari a €0,7 miliardi nel 2022 e un free cash flow organico cumulato 2019-2022 pari a €2,3 miliardi.**

- Crescita dell'attività GNL attraverso lo sviluppo del mercato asiatico, l'ingresso in nuovi mercati e la sempre maggiore integrazione con upstream volta alla valorizzazione e commercializzazione del gas equity; portafoglio di volumi GNL contrattualizzati pari a 14 MTPA nel 2022 e 16 MTPA nel 2025.
- Proseguimento della ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento e della riduzione dei costi di logistica, attraverso la rinegoziazione dei contratti.
- Integrazione crescente con gli altri business Eni, in particolare nel business GNL e Trading.
- Crescita e valorizzazione della customer base retail anche attraverso lo sviluppo di nuovi prodotti/servizi e iniziative di trasformazione incentrate sull'accelerazione dei canali e delle operazioni digitali. Nel 2022 numero clienti pari a circa 12 milioni, in crescita del 22% rispetto al 2019.
- Ribilanciamento geografico in Italia nel settore retail attraverso il ricorso ad acquisizioni, sfruttando le opportunità dell'attuale processo di consolidamento del mercato.

## REFINING &amp; MARKETING

**Sostenibilità dei risultati finanziari nell'arco del quadriennio con un free cash flow organico cumulato 2019-2022 pari a €2,6 miliardi.**

- Ribilanciamento geografico della raffinazione, sfruttando opportunità emergenti in Paesi a marginalità competitiva, in particolare in Middle East con l'acquisizione della partecipazione in AQOC Refining (Abu Dhabi, +35% della capacità 2018).
- SERM di breakeven a 2,7 \$/barile dal 2020 grazie al contributo dell'acquisizione di Ruwais, alla massimizzazione dell'affidabilità degli impianti e all'ottimizzazione degli assetti e delle infrastrutture logistiche. Nel lungo termine margine di breakeven a 1,5 \$/barile.
- Proseguimento dello sviluppo di progetti Green (avvio dell'impianto di Gela e potenziamento della green refinery di Venezia), diversificazione di mercati di sbocco e sviluppo iniziative di economia circolare per la trasformazione dei rifiuti.
- Nel marketing, consolidamento della posizione in Italia unita o crescita selettiva all'estero, sviluppo della mobilità sostenibile (incremento offerta carburanti alternativi e crescita di enj).  
• Crescente integrazione con altre linee di business.

83942/513

Eni Petroleum Financials 2022 e 2023

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*



**CHIMICA**

Utile operativo adjusted pari a €0,3 miliardi nel 2022 e flusso di cassa operativo cumulato di €1,1 miliardi nel quadriennio.

- Consolidamento della resilienza alle fluttuazioni di scenario, con aumento del bilanciamento nella filiera etilene-polietilene e maggiore integrazione tra i siti produttivi.
- Focalizzazione del portafoglio verso prodotti differenziati a maggior valore aggiunto, adeguando i processi produttivi.
- Sviluppo di processi di economia circolare e Biotech per

rispondere alle sfide normative e alle richieste di mercato in ambito sostenibilità.

- Riduzione delle emissioni di gas serra nei processi produttivi, aumentando efficienza energetica e flessibilità delle cariche cracker.
- Sviluppo della presenza internazionale in aree con cariche a basso costo, per aumentare la resilienza del sistema industriale ed in aree di mercato a più elevati tassi di crescita tramite la leva tecnologica.

**Remunerazione agli azionisti**

La politica di remunerazione agli azionisti sarà progressiva e legata alla crescita dei risultati underlying e del free cash flow. In considerazione dei risultati conseguiti e delle promettenti prospettive del business, Eni intende aumentare il dividendo del 2019 del 3,6% a €0,86 per azione. Inoltre avvieremo un

programma di buy-back per un ammontare di €400 milioni nel 2019, mentre per gli anni successivi, assumendo un leverage stabilmente inferiore al 20%, per un ammontare di €400 milioni con uno scenario Brent a \$60-65, o di €800 milioni con uno scenario Brent maggiore di \$65/barile.

**Focus su decarbonizzazione**

Eni ha definito una chiara strategia di decarbonizzazione integrata nel modello di business che si sviluppa in azioni di breve, medio e lungo termine con un costante impegno nell'implementazione delle proprie attività di ricerca scientifica e tecnologica (R&S) per raggiungere la massima efficienza nel processo di decarbonizzazione e trovare soluzioni innovative per favorire la transizione energetica.

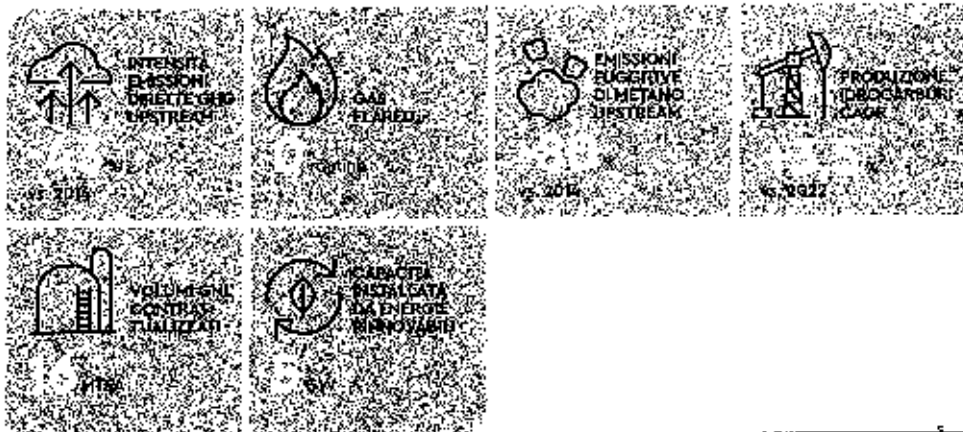
potenza installata di energia elettrica pari a circa 5 GW al 2025. Per quanto riguarda il business green è previsto dal 2021 il completamento della seconda fase della bioraffineria di Venezia con un aumento della capacità fino a 560 mila tonnellate/anno (rispetto a 360 mila tonnellate/anno attuali) e lo start-up ad inizio 2019 di quella di Gela con una capacità fino a 720 mila tonnellate/anno. Prosegue il consolidamento nella Chimica verde che nel 2018 ha visto l'acquisizione delle attività bio del Gruppo Mossi & Ghisolfi e lo sviluppo di progetti di riciclo e di recupero.

Nel breve termine la strategia Eni si fonda sulle seguenti leve:

- **aumento dell'efficienza e riduzione delle emissioni GHG dirette:** l'obiettivo al 2025 è di ridurre l'intensità emissiva degli asset operati upstream del 43% rispetto al 2014 attraverso l'eliminazione del flaring di processo, la riduzione delle emissioni fuggitive di metano e la realizzazione di interventi di efficienza energetica.
- **portafoglio Oil & Gas low carbon e resiliente:** il portafoglio Eni di idrocarburi presenta un'alta incidenza del gas naturale (>50%), porte verso un futuro a ridotte emissioni. I principali progetti upstream in esecuzione presentano un breakeven medio di portafoglio ad un prezzo del Brent di circa 25 \$/barile e sono quindi resilienti anche in presenza di scenari low carbon;
- **lo sviluppo delle fonti rinnovabili e business green:** la promozione delle fonti rinnovabili ha come obiettivo una

Nel medio termine Eni ha l'obiettivo al 2030 di traguardare la net zero carbon footprint sulle emissioni dirette delle attività upstream valorizzate in equity, massimizzando iniziative di decarbonizzazione e sviluppando progetti forestali, per la compensazione delle emissioni residue. Un ruolo importante sarà giocato anche dall'implementazione di soluzioni che consentano la cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO<sub>2</sub>. Come ulteriore leva di decarbonizzazione Eni intende sviluppare iniziative di economia circolare orientate alla valorizzazione di rifiuti e biomasse per estrarne nuova energia, nuovi prodotti o materiali e dare nuova vita ad asset dismessi o bonificati.

**Obiettivi al 2025**



93942/516

## 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), tenendo in adeguata considerazione i rischi<sup>[1]</sup> attuali e prospettici, anche di medio e lungo termine, nell'ambito di una visione organica e complessiva. Il Modello RMI mira anche a rafforzare la consapevolezza, a tutti i livelli, che un'adeguata valutazione e gestione dei rischi possa incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda.

### 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. Previa 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.

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.

[1] Eventi potenziali che possono influire sull'attività di Eni e il cui accadimento potrebbe influenzare il raggiungimento dei principali obiettivi aziendali.



83942/515

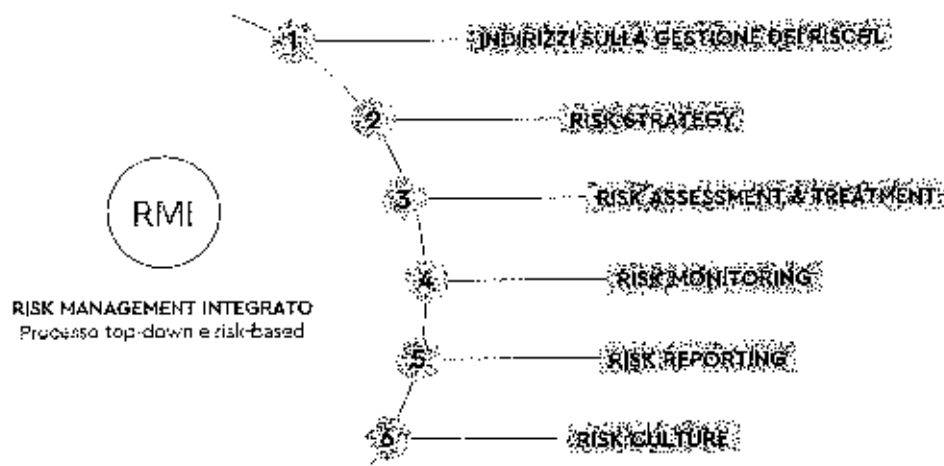
Eni - Indirizzi - Amministrazione - Finanziaria - Amministrazione

## Il processo di Risk Management Integrato

Il processo prevede una gestione integrata del rischio continua e dinamica, che valorizzi i sistemi già esistenti a livello di linea di business e di processi aziendali, promuovendone l'armonizzazione con le metodologie e gli strumenti specifici del Modello RMI. Il processo, regolato dalla "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" emessa a luglio 2015, è stato rivisto e ampliato in modo da rafforzare l'integrazione con i processi decisionali aziendali. Si compone dei seguenti sotto-processi: (i) indirizzi sulla gestione dei rischi, (ii) risk strategy, (iii) risk assessment & treatment, (iv) risk monitoring, (v) risk reporting e (vi) risk culture. Il processo RMI è attuato con un approccio "top-down e risk-based" che parte dal contributo alla definizione del Piano Strategico di Eni (risk strategy) attraverso l'individuazione di specifici obiettivi di de-risking, l'analisi del profilo di rischio sottostante alla proposta di piano, anche tramite stress test volti a misurare la resilienza economico-finanziaria rispetto agli obiettivi strategici, nonché l'individuazione di azioni strategiche di trattamento. Tali attività, svolte in modo coerente e integrato con il processo di pianificazione strategica, supportano le valutazioni del CdA in merito all'accettabilità del profilo di rischio del Piano Strategico sottoposto alla sua approvazione. Si prosegue con i cicli periodici di "risk assessment & treatment" e di monitoraggio, l'analisi del profilo di rischio specifico delle operazioni rilevanti, nonché le analisi integrate di rischi comuni a più business e/o funzioni. La valutazione dei rischi è svolta adottando metriche che considerano sia i potenziali impatti quantitativi

(economico-finanziari o operativi) sia qualitativi (come ambiente, salute e sicurezza, sociale, reputazione, ecc.) e la loro prioritizzazione si basa sull'utilizzo di matrici multidimensionali che consentono di ottenere il livello di rischio come combinazione di cluster di probabilità di accadimento e cluster di impatto. Le valutazioni di tutti i rischi sono espresse a livello inerente e a livello residuo (tenendo conto delle azioni di mitigazione implementate). Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 18 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, rischi e azioni di trattamento). Nel corso del 2018 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 80 società controllate presenti in 27 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. Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2018. 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 2018.

### IL PROCESSO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO



La risk culture è volta a sviluppare un linguaggio comune e diffondere, a tutti i livelli organizzativi, un'adeguata cultura di gestione dei rischi al fine di favorire il rafforzamento della consapevolezza che un'adeguata identificazione, valutazione e gestione dei rischi di varia natura può incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda. La risk culture è, inoltre, finalizzata a promuovere una maggiore diffusione del risk management nei processi aziendali, al fine di garantire coerenza nelle metodologie e, in generale, negli strumenti di gestione e nel controllo dei rischi.

nc

83942/546

## Obiettivi, rischi e azioni di trattamento

## PAESE

RISCHIO  
ESTERNO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	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 e eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali.
AZIONI DI TRATTAMENTO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Diversificazione geografica degli asset in portafoglio, sin dalla fase esplorativa, e diversificazione di business;</li> <li>Riduzione dell'esposizione attraverso il Dual Exploration Model;</li> <li>Mantenimento di relazioni efficaci e durature con i Paesi produttori e gli stakeholder locali, attraverso progetti di sviluppo sociale territoriale e di sostenibilità al fine di valorizzare il local content e la promozione del welfare delle comunità locali (produzione per il mercato domestico, accesso all'energia elettrica, diversificazione economica, sviluppo locale, salute ed educazione);</li> <li>Implementazione del sistema di gestione della security con analisi di misure preventive specifiche per sito.</li> </ul> → Rf, pag. 56-58

## CLIMATE CHANGE

RISCHIO  
STRATEGICO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Climate change, riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenari/condizioni climatiche che possano generare rischi fisici e rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici, reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.
AZIONI DI TRATTAMENTO	<ul style="list-style-type: none"> <li>Strategia di decarbonizzazione integrata nel modello di business di Eni e basata su: riduzione del carbon footprint, portafoglio Oil &amp; Gas resiliente, sviluppo delle rinnovabili e dei business green, impegno in attività di ricerca scientifica e tecnologica e partnership per il clima;</li> <li>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 del CdA, istituzione dell'Advisory Board e di programmi Eni dedicati ai temi del cambiamento climatico;</li> <li>Inclusione di obiettivi legati alla "climate strategy" nel piano di incentivazione del management, coerenti con gli indirizzi definiti nel Piano Strategico;</li> <li>Leadership nelle disclosure e altre iniziative come partecipazione alla Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board e al "TCFD European Oil &amp; Gas Preparers' Forum" per l'elaborazione di una linea guida di settore a supporto del recepimento delle raccomandazioni TCFD e adesione a varie iniziative in ambito internazionale.</li> </ul> → Rf, pag. 105-108

## INCIDENTI

RISCHIO  
OPERATIVO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Rischi di blow-out e altri incidenti rilevanti 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aggiornamento metodologia di classificazione dei pozzi complessi (Well Complexity &amp; Economic Index) e "Real time monitoring" geologico e di perforazione dei pozzi complessi;</li> <li>Asset Integrity Management, Maintenance Management;</li> <li>BART (Baseline Assessment Risk Tool) implementation, Simultaneous Operations Operating Plans;</li> <li>Process Safety Reinforcement Plan, Emergency Preparedness &amp; Response Plans;</li> <li>Individuazione dei Safety Critical Equipment e utilizzo della metodologia "risk based inspection" (norma API 581) e Fitness for Service (norma API 579) per la definizione dei programmi ottimali di ispezione e per l'identificazione delle priorità di intervento di manutenzione di tipo preventivo sulla base dei difetti riscontrati e l'esercibilità dei componenti di impianto;</li> <li>Sviluppo di strumenti digitali innovativi e big data analytics per migliorare le performance operative e l'asset integrity. In particolare implementazione del progetto Digital Lighthouse dalla Val d'Agri ad altri top value asset upstream e downstream (o.g. sala centralizzata per il monitoraggio real time degli asset produttivi, smart operator, centri operativi integrati, modellizzazione apparecchiature strategiche e centro di competenze integrato);</li> <li>Sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza; audit specialistici HSE e monitoraggio degli impianti;</li> <li>Coinvolgimento delle First Party per il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle JV a controllo congiunto;</li> <li>Gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping tramite attività di vetting su nave ed operatori terzi.</li> </ul> → Rf, pag. 98-99

83942/5A

Eni Reporting - Finanza in Azioni 2023

Obiettivi aziendali → Redditività aziendale Corporate Reputation Rapporti non Stakeholder, Sviluppo Locale

**PAESE/CONTROPARTE**

Credit & Financing risk upstream, relativo al ritardo nel "in-casso" dei crediti o dei costi da recuperare verso le oil company nazionali (credit) o verso i partner presenti nelle joint venture (financing).

**UPSIDE/FAM**

- Stipula di accordi specifici su piani di rientro finalizzati al recupero dell'esposizione;
  - Securitization package, anche con titoli in-kind e/o utilizzo di escrow account dedicati;
  - Collaterali a mitigazione (garanzie sovrane, parent company guarantees, lettere di credito);
  - Negoziazione di carry agreement e meccanismi di offsetting con le NDC attraverso poste delittorie presenti nel Paese.
- Rif. pag. 96-98

**EVOLUZIONE NORMATIVA /REGOLATORIA G&P**

Possibile inasprimento del contesto normativo/regolatorio nazionale e internazionale nel settore Gas & Power con potenziali impatti in termini di redditività aziendale.

- Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie, mirato a semplificare/mitigare gli effetti sul business;
  - Azioni di recupero/ottimizzazione dei costi di giustizia tramite attività di asset backed trading e revisioni contrattuali sugli impegni di capacità.
- Rif. pag. 105

*Handwritten notes and arrows pointing to the 'EVOLUZIONE NORMATIVA' section.*

**STAKEHOLDER**

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

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano Strategico e del relativo processo di incentivazione;
  - Piani di comunicazione mirati e iniziative di comunicazione delle strategie e attività Eni anche attraverso social media con un target prevalentemente istituzionale;
  - 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 e monitoraggio della reputazione aziendale (RepLab) per tutte le categorie di stakeholder.
- Rif. pag. 99 e pag. 105

**CONTRATTI LONG-TERM GAS**

Potenziale disallineamento nel costo di fornitura e nei vincoli minimi di prelievo previsti dai contratti di approvvigionamento gas long-term rispetto alle attuali condizioni di mercato e gestione arbitratr/negoziate con i fornitori gas.

- Proseguimento del processo di ristrutturazione del portafoglio supply attraverso la rinegoziazione di prezzi-volumi;
  - Bilanciamento del portafoglio attraverso la vendita agli hub, sia in Italia sia nel Nord Europa, del volume non destinato ai normali canali commerciali;
  - Presidio continuo nella gestione degli arbitrati e negoziati da parte di strutture organizzative dedicate.
- Rif. pag. 104-105

*Handwritten notes and arrows pointing to the 'CONTRATTI LONG-TERM GAS' section.*

**INDAGINI E CONTENZIOSI**

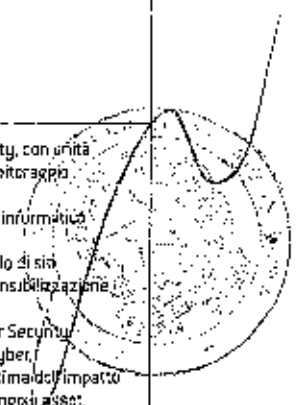
Contenziosi in materia ambientale e sanitaria ed evoluzione della normativa HSE con l'emergere di contingent liabilities, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica e/o adeguamento degli impianti), sull'operatività e sulla corporate reputation. Coinvolgimento in indagini e contenziosi in materia di corruzione.

- 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;
  - Iniziative di comunicazione mirate;
  - Assistenza specialistica in favore di Eni SpA e delle Società Controllate non quotate italiane ed estere;
  - Attività di audit sulla compliance alle normative anti-corruzione e 231.
- Rif. pag. 99-104 e pag. 105

**CYBER SECURITY**

Cyber Security & Spionaggio industriale.

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence o alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
  - 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 delle metodologie di valutazione della Cyber Security per una gestione più efficiente ed efficace del rischio cyber, in particolare attraverso una revisione del modello di stima dell'impatto economico-operativo e del fattore di esposizione per singoli asset.
- Rif. pag. 103



*Handwritten signature 'ME'.*

## GOVERNANCE

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance<sup>1</sup>, 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'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti. In tale contesto, cogliendo l'esigenza di approfondire il dialogo con il mercato, il 30 gennaio 2018 a Londra, in continuità con quanto fatto sin dal 2013, Eni ha organizzato un incontro di "corporate governance roadshow" della Presidente del Consiglio di Amministrazione di Eni con i principali investitori istituzionali, per presentare, tra l'altro, le principali iniziative intraprese, con un focus sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, sull'Advisory Board e sull'impegno della Società, a partire dal Consiglio, a rafforzare ulteriormente la cultura di compliance e in materia di climate change.

### 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 Consigliere 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.

Inoltre, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7<sup>2</sup> 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 Rischi<sup>3</sup>, il Comitato Re-

#### COMPOSIZIONE CDA

##### Lista di provenienza



● maggioranza  
● minoranza

##### Indipendenza<sup>(a)</sup>



○ indipendenti  
● non indipendenti

##### Diversità di genere



○ uomini  
● donne

##### Fasce di età<sup>(b)</sup>



○ 40-50 anni  
○ 51-60 anni  
● 61-70 anni

(a) Circhi bianchi all'indipendenza ai sensi di legge.

(b) Dati al 31 dicembre 2018.

[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] Circhi bianchi all'indipendenza ai sensi di legge, o allo Statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina sono indipendenti i 6 dei 9 Amministratori in carica.

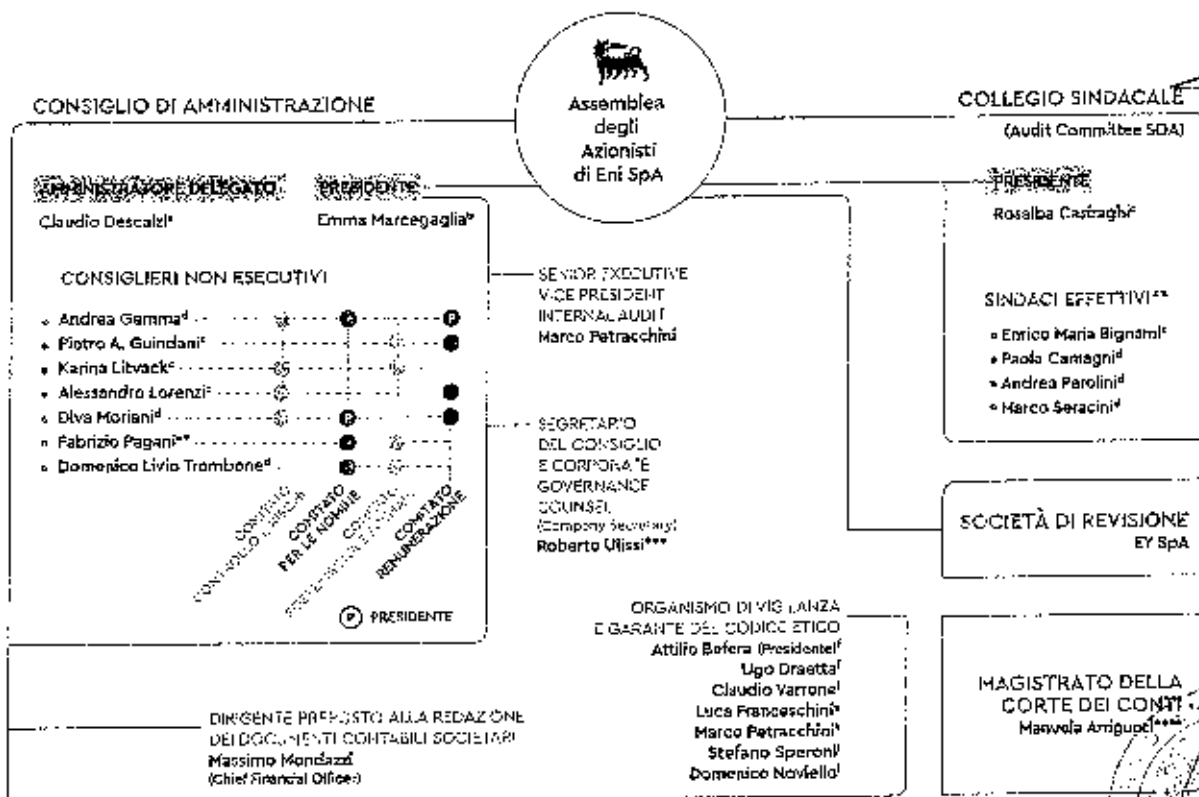
[3] Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti il comitato possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la previsione del Codice di Autodisciplina che ne raccomanda una soltanto. A tal proposito, il 19 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.

83942/519

Eni - Annual Report 2017 - Governance

munerazione<sup>4</sup>, 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 (fatte salve 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 confer-

mato 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 indipendenza<sup>5</sup>. Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 14 marzo 2019:



- a Componente eletta dalla lista di maggioranza.
- b Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.
- c Componente eletta dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
- d Componente eletta dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
- e Componente eletta dalla lista di minoranza, non esecutiva e non indipendente.
- f Componente esterno.
- g Executive Vice President Compliance Integrata.

- h Senior Executive Vice President Internal Audit. Senior Executive Vice President Affari Legali. Fino al 31 dicembre 2018 Marco Bellini. Executive Vice President Legislazione e Comenzio Lavoro.
- i L'Advisory Board è presieduto dal Consigliere Fabrizio Pagani e costituito da alcuni dei massimi esperti internazionali del settore energetico: Jan Bremmer, Christiano Figueres, Philip Lambert e Davide Tabarelli.
- \*\* Si riportano di seguito le informazioni sui Sindaci supplenti: Stefania Rettori - componente eletta dalla lista di maggioranza. Claudia Mezzabotta - componente eletta dalla lista di minoranza.
- \*\*\* Anche Senior Executive Vice President Affari Societari e Governance.
- \*\*\*\* Fino al 28 febbraio 2019 Adolfo Teopoldo De Girolamo.

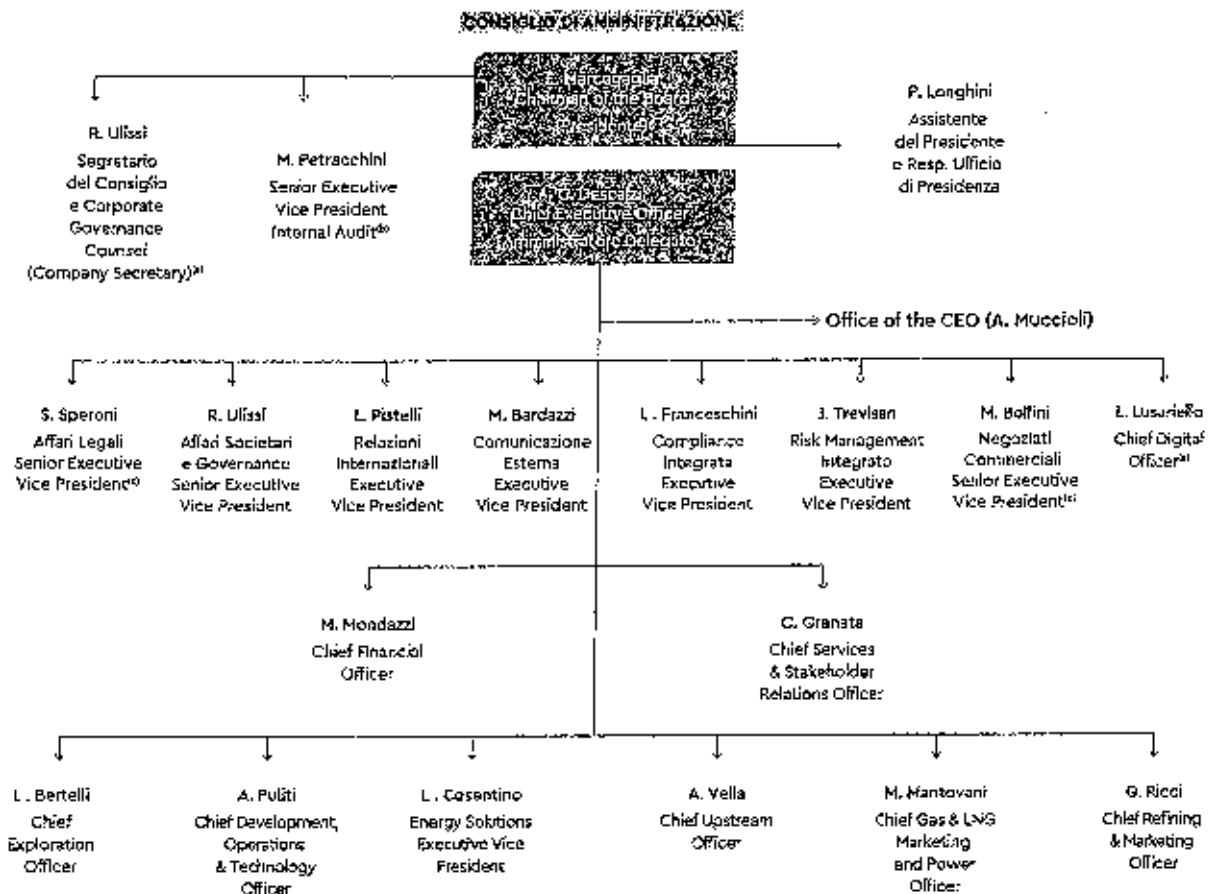
(4) Il regolamento del Comitato Remunerazione prevede che almeno un componente possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 23 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienze risulta quindi maggiormente 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.



83942/520

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 14 marzo 2019:



(a) Il Segretario del Consiglio e Corporate Governance Counsel (Company Secretary) dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidenza.  
 (b) Il Senior Executive Vice President Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidenza, 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° gennaio 2019.  
 (d) Dal 1° gennaio 2019, fino al 31 dicembre 2018, Senior Executive Vice President Affari Legali.  
 (e) Dal 18 settembre 2018.

## 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, sostenibilità<sup>(6)</sup>, 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.

(6) In particolare, il Consiglio si è riservato la definizione delle politiche di sostenibilità, i cui rischi sono comunicati in modo integrato con quelli economico-finanziari o inclusi nella Relazione Finanziaria Annuale, nonché l'esame e approvazione della rendicontazione in materia (104) compresa 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. 254/2015.

83942/522

Eni - Direzione Finanza e Risorse Umane

Fra i compiti più 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.

#### Formazione e autovalutazione

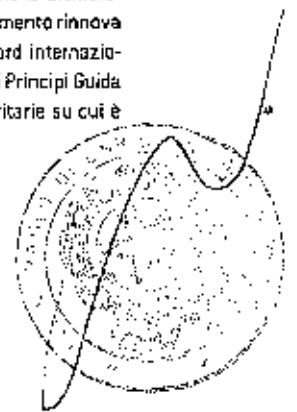
Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno e con la supervisione del Comitato per le Nomine, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")<sup>7</sup>, di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle 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 favori del Consiglio. La Peer Review, effettuata per quattro volte negli ultimi 7 anni, completata da ultimo nel febbraio 2018 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 2018 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 2018, in continuità con le iniziative già intraprese, si sono svolte sessioni di formazione attraverso visite ai laboratori delle aree operative upstream e rinnovabili e all'impianto di Zohr in Egitto, quest'ultimo 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"<sup>8</sup> del World Economic Forum (WEF), con il coinvolgimento anche del Consiglio di Amministrazione di Eni.

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.



[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 2018.

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

Me



83.942 / 522

## I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2018

- Relazione Finanziaria 2017<sup>9</sup>, inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario;
- Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi sostenibilità nella definizione dei piani di performance;
- Risultati HSE 2017;
- Documento volontario di reportistica di sostenibilità di Eni (cd. Eni for);
- Scenario di sostenibilità;
- Aggiornamento della Dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act";
- Dichiarazione Eni sul rispetto dei Diritti Umani;
- Climate Governance.

## 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 Società<sup>10</sup>.

## L'Advisory Board

Il Consiglio di Amministrazione di Eni del 27 luglio 2017 ha istituito un Advisory Board<sup>11</sup>, presieduto dal Consigliere Pagani e composto

da esperti internazionali (Jan 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 2018 l'Advisory Board si è riunito tre volte, nei mesi di aprile, giugno e settembre, per affrontare tematiche relative a dinamiche geopolitiche, posizionamento strategico di Eni in uno scenario di decarbonizzazione, evoluzione dei mercati energetici, trasformazioni dell'industria energetica ed energie rinnovabili.

## La Politica di Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni, in linea con il modello di governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, è definita 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, collegata ai risultati conseguiti, 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.

Per quanto riguarda in particolare le tematiche di sostenibilità, gli obiettivi dell'Amministratore Delegato, ai fini della valutazione della performance annuale, comprendono, anche per il 2019, obiettivi di sostenibilità ambientale e sul capitale umano. Gli obiettivi dei Dirigenti con responsabilità strategiche sono declinati sulla base di quelli assegnati al vertice aziendale secondo le stesse prospettive di interesse degli stakeholder, nonché su obiettivi individuali, in coerenza con il perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto e con quanto previsto nel Piano Strategico della Società.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della Relazione sulla Remunerazione disponibile sul sito internet della Società ([www.eni.com](http://www.eni.com)) ed è sottoposta, con cadenza annuale, al voto consultivo degli azionisti in Assemblea.

[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 2018 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2018.

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



83942/523

Del Collegio Sindacale

## OBIETTIVI 2018 AI FINI DEL PIANO DI INCENTIVAZIONE DI BREVE TERMINE CON DIFFERIMENTO 2019

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

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi<sup>12</sup>

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 fondamento anche nel Codice Etico di Eni (parte integrante del Modello 231 della Società), 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, la 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 2019 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 massimizzare 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 promuovere 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.

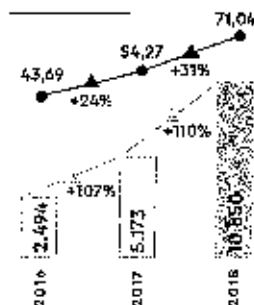
(12) Per maggiori informazioni si rinvia alle Relazioni sul governo societario e gli assetti proprietari 2019



## EXPLORATION & PRODUCTION

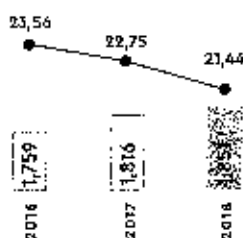
### REDDITIVITÀ VS. BRENT

↳ Utile operativo adjusted (€ milioni)  
 ◆ Brent (\$/boe)



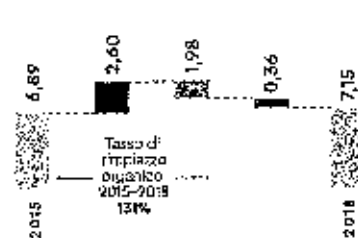
### ECCELLENZA OPERATIVA

↳ Produzioni idrocarburi (mln boe/giorno)  
 ◆ Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi - 100% operata (tonnellate di CO<sub>2</sub>e/migliaia di boe)



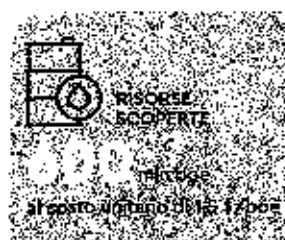
### EVOLUZIONE RISERVE CERTE (mld boe)

↳ Riserve certe  
 ◆ Promozioni organiche nette 2015-2018  
 ◆ Produzione 2015-2018  
 ◆ Portfolio 2015-2018



## Performance dell'anno

- ↳ L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) si attesta allo 0,30, confermandosi ad un livello più basso rispetto alla media del settore. Si conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza, raggiungendo una riduzione del 46% rispetto al 2014.
- ↳ Emissioni da flaring in riduzione dell'8% rispetto al 2017 per effetto del raggiungimento della configurazione di zero flaring nel campo di Burun in Turkmenistan e della riduzione del flaring di emergenza. Tale performance è in linea con il nostro obiettivo di zero routine flaring al 2025. Nel 2018 Eni ha investito €39 milioni in progetti di flaring down, in particolare in Nigeria e Libia.
- ↳ L'indice di intensità GHG upstream è migliorato del 5% rispetto al 2017 e del 20% rispetto al livello 2014 grazie, in particolare, alla riduzione delle emissioni da flaring, al contributo dei campi a gas di Zohr in Egitto e di Jangkrik in Indonesia, oltre all'incremento produttivo di Gofat in Norvegia, asset a minore intensità emissiva rispetto alla media upstream. Questi trend sono in linea con l'obiettivo di riduzione del 43% nel 2025 vs. 2014.
- ↳ Volumi di acqua reiniettata al 60% grazie al proseguimento delle iniziative in diversi siti produttivi, in particolare in Egitto ed Ecuador.
- ↳ Nel 2018 il settore E&P ha più che raddoppiato l'utile operativo adjusted rispetto al 2017, raggiungendo il livello più elevato degli ultimi quattro anni. Tale trend riflette più che proporzionalmente il rafforzamento dello scenario Brent dei primi dieci mesi (+31% la quotazione media annua del Brent in dollari) e la crescita produttiva, sostenuta dal maggiore contributo di barili a più elevato profitto unitario.
- ↳ Produzione di idrocarburi record pari a 1,851 milioni di boe/giorno (+2,5% rispetto al 2017 a prezzi costanti). Il contributo da avvio/ramp-up nell'anno è stato di oltre 300 mila boe/giorno.
- ↳ Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2018 ammontano a 7,15 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 71,4 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è del 124%; tasso di rimpiazzo organico del 100% (105% a prezzi costanti). Media triennale del tasso di rimpiazzo organico pari al 131%. La vita utile residua delle riserve è di 10,6 anni (10,5 anni nel 2017).



00942/525

LUI RIZZOLO, FINANZIARIA EUROPEA

## Gestione del portafoglio

- Firmati accordi di importanza strategica con Emirati Arabi Uniti, Oman e Bahrain. In particolare gli accordi raggiunti negli Emirati Arabi Uniti e in Oman includono l'esplorazione, lo sviluppo e la produzione di campi a olio e gas, offshore e onshore. L'intesa raggiunta col Bahrain creerà ulteriori opportunità esplorative offshore. Innovazione tecnologica, competenza scientifica, velocità di start-up e collaborazione con i Paesi ospitanti, hanno consentito ad Eni di consolidare la propria presenza in un'area fondamentale per lo sviluppo dell'industria energetica:
  - acquisiti i due Concession Agreement della durata di 40 anni per l'ingresso con una quota del 5% nel giacimento in produzione a olio di Lower Zakum e con una quota del 10% nei giacimenti in produzione a olio, condensati e gas di Umm Shaif e Nasr, nell'offshore di Abu Dhabi;
  - assegnata una quota del 25% nella concessione offshore denominata Ghasha in Abu Dhabi, che comprende i giacimenti a gas Hail, Ghasha, Dalma e altri campi offshore situati nella regione di Al Dhafra. Lo start-up produttivo è previsto nel 2022. Nel gennaio 2019, Eni si è aggiudicata l'operatorship con una quota del 70% nei blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore del Paese;
  - nell'offshore dell'Oman è stato assegnato il Blocco esplorativo 47 ed è stato firmato un Head of Agreement per il Blocco esplorativo 77 nell'onshore del Paese. Eni svolgerà il ruolo di operatore in entrambi i blocchi con una quota del 90% e del 50%, rispettivamente;
- firmato con l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain un memorandum d'intesa con l'obiettivo di perseguire future attività di esplorazione nel Blocco 1, un'area offshore ancora in gran parte inesplorata situata nelle acque territoriali settentrionali del Paese;
- acquisite tre concessioni esplorative onshore dell'Emirato di Sharjah.
- Dual Exploration Model:
  - cessione a Mubadala Petroleum, società degli Emirati Arabi, del 10% della concessione di Shorouk nell'offshore dell'Egitto, nella quale si trova il giacimento supergiante a gas di Zohr;
  - diluita la partecipazione del blocco esplorativo Nour con l'ingresso di BP con una quota del 25% e di Mubadala con la quota del 20%;
  - firmati accordi in Messico per lo scambio di quote di partecipazione di asset esplorativi con la società Lukoil;
  - firmato accordo per la cessione, nell'offshore del Messico, di una quota del 35% nella licenza operata di Arca 1 dove sono stati scoperti 2,1 miliardi di boe in posto alla società Qatar Petroleum.
- Rafforzamento della presenza in Norvegia grazie al closing dell'accordo di fusione tra la consociata Eni Norge e Point Resources con la creazione di Vår Energi, joint venture valutata all'equity (Eni 69,6%) che svilupperà le attività dei due partner in Norvegia con target produttivo di 250 mila boe/giorno atteso nel 2023.

## 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 periodo. Nel corso del 2018 sono state aggiunte 620 milioni di boe di risorse equity. Importanti scoperte/appraisal sono state effettuate in Egitto, Cipro, Norvegia, Angola, Nigeria, Messico ed Indonesia. Il tasso di successo commerciale raggiunge il 66% in quota Eni, il più elevato degli ultimi diciotto anni.
- Finalizzato un accordo in Libia con la National Oil Corporation e BP per rilanciare l'esplorazione nel Paese. L'accordo rafforza la partnership nell'ambito di iniziative di sviluppo sociale attraverso l'attuazione di programmi specifici di istruzione e formazione.
- Assegnati i Blocchi 4 e 9 nell'offshore profondo del Libano. Eni possiede di entrambi i blocchi una quota del 40%.
- Acquisite 124 nuove licenze esplorative con una quota del 100%. Le licenze sono localizzate nell'Eastern North Slope in Alaska, considerata un'area ad alto potenziale minerario, in prossimità di facility produttive esistenti.
- Sottoscritto il contratto petrolifero per i diritti di esplorazione e sviluppo del Blocco offshore AS-A nelle acque profonde dello Zambesi, in Mozambico. Il blocco sarà operato da Eni con una quota del 59,5%.
- Assegnata l'operatorship delle licenze Area 24 con una quota del 65% e Area 28 con una quota del 75%, nell'offshore del Messico.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 29.300 chilometri di nuovo acreage.
- L'attività esplorativa e di appraisal è stata pari a €750 milioni (€715 milioni nel 2017) ed include gli investimenti di ricerca esplorativa ed i costi di prospezioni, studi geologici e geofisici spesati nel corso dell'esercizio. L'attività esplorativa e di appraisal ha riguardato circa il 45% del totale dell'attività nel 2018 ed è stata eseguita in particolare in Indonesia, Norvegia, Stati Uniti, Angola e Vietnam.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2018 sono pari a €380 milioni (€525 milioni nel 2017) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €93 milioni (€252 milioni nel 2017) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. Le radiazioni hanno riguardato principalmente i progetti in Vietnam e Marocco. A fine esercizio risultano 80 pozzi in progress (40,3 in quota Eni).

me



83942/526

## Sviluppo

- Nel corso dell'anno conseguito il ramp-up, in anticipo rispetto alle previsioni, dei grandi progetti ad elevata marginalità come Zohr e Nozoes in Egitto, Jangkrik in Indonesia, OCTP in Ghana nonché Nenè Marine fase 2 in Congo. Inoltre come pianificato sono stati avviati i giacimenti Ochigufu, Vandumbu e UMB nel Blocco operato 15/06 in Angola, OCTP fase gas a sostegno del mercato domestico del Ghana e Bahr Essalam fase 2 e Wafa compression in Libia.
  - Ottenuti dai partner della joint venture di Area 4 impegni d'acquisto di lungo termine del GNL nell'ambito del progetto Rovuma LNG, passo decisivo per la decisione finale d'investimento della prima fase del progetto per la realizzazione di due treni di liquefazione da 2,6 milioni di tonnellate/anno ciascuno e per assicurare i relativi finanziamenti.
  - Sanzionati i programmi di sviluppo dei giacimenti di Cabaça North & Cabaça South-East U14/5 nell'ambito del progetto operato East Hub nel Blocco 15/06 in Angola. Lo start-up è previsto nel 2021. Inoltre è stato firmato un emendamento del PSA del Blocco 15/06 per l'ampliamento della superficie esplorativa nell'area occidentale del blocco. L'accordo conferma la strategia Eni di rapida messa in produzione delle scoperte beneficiando delle sinergie con le facility produttive esistenti.
  - Approvati i progetti di sviluppo operati relativi all'Area 1 in Messico con start-up del progetto pilota atteso nel 2019 e alla scoperta Merakes in Indonesia, in sinergia con le infrastrutture esistenti del campo Jangkrik. Nel corso dell'anno sanzionati complessivamente sei progetti di sviluppo (oltre a quelli citati: in Italia, Egitto e Congo).
  - Firmato un accordo per l'acquisizione della restante quota del 70% e l'operatorship del campo in produzione di Oooguruk. Il giacimento, situato nel Mare di Beaufort, nel North Slope dell'Alaska, è in produzione dal 2008. Gli impianti di produzione garantiscono condizioni operative in totale sicurezza e nel rispetto dell'ambiente, inoltre Eni potrà fare leva sulla cooperazione e sulle eccellenti relazioni esistenti con le comunità locali. L'acquisizione consentirà a Eni di aumentare immediatamente la propria produzione in Alaska e di implementare importanti ottimizzazioni e sinergie operative con il giacimento operato di Nikaitchuk.
- Approvata l'estensione di dieci anni degli asset situati nella Great Nozoes Area, una delle aree più prolifiche del Delta del Nilo, nell'offshore dell'Egitto. L'estensione rafforza il portafoglio gas di Eni, consolidando la strategia di esplorazione "near field" che ha rivitalizzato la produzione operata nell'area del
- Delta del Nilo. Inoltre, le Autorità egiziane hanno autorizzato l'estensione della concessione di Ras Qattara per un ulteriore periodo di cinque anni. A seguito di questa estensione, una nuova campagna di perforazione sbloccherà le restanti riserve di idrocarburi e consentirà ulteriori attività d'esplorazione all'interno del bacino del Deserto Occidentale.
- Firmato nel marzo 2019 un accordo con Qatar Petroleum per la cessione di una quota del 30% nel permesso operato di Tarfaya Offshore Shallow in Marocco. A seguito dell'accordo Eni manterrà l'operatorship con una quota del 45%. L'operazione è soggetta all'approvazione da parte delle competenti Autorità del Paese.
  - Firmato un accordo di cooperazione con United Nations Development Programme (UNDP) con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo sostenibile e favorire il raggiungimento degli SDGs, in particolare l'accesso universale all'energia entro il 2030, azioni volte a combattere i cambiamenti climatici e la protezione, il ripristino e l'uso sostenibile dell'ecosistema. L'accordo conferma l'impegno di Eni nell'ambito dell'accesso all'energia, soprattutto in Africa, e come sia parte integrante del nostro modello di business.
  - Firmato con la FAO (Food and Agriculture Organization) un accordo di collaborazione per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura per uso domestico e per irrigazione in Nigeria, in particolare nell'area nord-est, tramite la realizzazione di pozzi. In particolare, la FAO fornirà supporto all'individuazione delle zone di intervento, nonché collaborazione tecnica e know-how, mentre Eni perforerà i pozzi, li doterà di sistemi fotovoltaici, e garantirà formazione all'uso e alla manutenzione mirate alla sostenibilità a lungo termine.
  - Gli investimenti di sviluppo netti sono pari a circa €6 miliardi (€6 miliardi nel 2017) al netto della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr (€170 milioni) oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che sono stati rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione avvenuto a fine giugno, nonché degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr (€280 milioni).
  - Nel 2018 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €96 milioni (€83 milioni nel 2017).

83942/527

Eni - Relazione Finanziaria Annuale 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 vigore<sup>(1)</sup>; 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 ope-

rativa (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 1998 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 valutazione<sup>(2)</sup> 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 indipendenti<sup>(3)</sup>. 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 2018<sup>(4)</sup> da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Société Générale de Surveillance (SGS) hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2018 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 26% delle riserve Eni al 31 dicembre

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2018.

(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 società SGS.

(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2018.



83942/528

2018<sup>4</sup>. Nel triennio 2016-2018 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 95% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2018 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è M'Boundi (Congo)

## EVOLUZIONE

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società collegate e joint venture	Totale
<b>Riserve certe al 31 dicembre 2017</b>	<b>6.430</b>	<b>560</b>	<b>6.990</b>
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	813	(102)	711
Effetto prezzo	(41)	3	(38)
Promozioni nette	772	(99)	673
Portafoglio	(196)	362	166
Produzione	(650)	(26)	(676)
<b>Riserve certe al 31 dicembre 2018</b>	<b>6.356</b>	<b>797</b>	<b>7.153</b>
Tasso di rimpiazzo all sources	(1)		124
Tasso di rimpiazzo organico			100
<b>Tasso di rimpiazzo organico, al netto dell'effetto prezzo</b>			<b>105</b>

Le riserve certe al 31 dicembre 2018 sono pari a 7.153 milioni di boe, di cui 6.356 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 673 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (+169 milioni di boe), a seguito principalmente della decisione finale di investimento dei progetti operati di Area 1 in Messico, Merakes in Indonesia ed Argo e Cassiopea in Italia; (ii) revisioni di precedenti stime (+491 milioni di boe) riferite all'avanzamento nello sviluppo dei progetti in portafoglio quali Zohr e Sidaco NW in Egitto e Kashagan in Kazakhstan; e (iii) miglioramenti da recupero assistito (+13 milioni di boe) in particolare in Egitto ed Iraq. Le promozioni includono il declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario a causa del deterioramento del contesto operativo locale (106 milioni di boe).

Le promozioni sono penalizzate da un effetto prezzo negativo di 38 milioni di boe dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento da 54,4 \$/barile nel 2017 a 71,4 \$/barile del 2018.

Il portafoglio di 166 milioni di boe è riferito a: (i) l'acquisto di riserve certe relativo all'ingresso nei due Concession Agreement di

Lower Zakum e di Umm Shaif e Nasr in Abu Dhabi; (ii) la fusione tra Eni Norge AS e Point Resources AS; e (iii) la cessione del 10% del progetto Zohr a Mubadala Petroleum e di altri asset minori. Il tasso di rimpiazzo organico<sup>5</sup> delle riserve certe si attesta al 100% e all sources al 124% e tiene conto del declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario (corrispondente a 15 punti percentuali di tasso di rimpiazzo).

La vita utile residua delle riserve è pari a 10,6 anni (10,5 anni nel 2017).

## RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2018 ammontano a 2.309 milioni di boe, di cui 1.127 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 193 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 975 milioni di barili di liquidi e 173 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
<b>Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2017</b>	<b>2.629</b>
Conversione di riserve certe sviluppate	(777)
Nuove scoperte ed estensioni	155
Revisioni di precedenti stime	279
Miglioramenti da recupero assistito	6
Acquisizioni	280
Cessioni	(273)
<b>Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2018</b>	<b>2.309</b>

[4] include le riserve delle società in joint venture e cofaglie.

[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 (compresa le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni e le 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 (e per sua natura una componente di rischio) è incerta 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.

83942/529

Eni Refineries Financials - Abu Dhabi

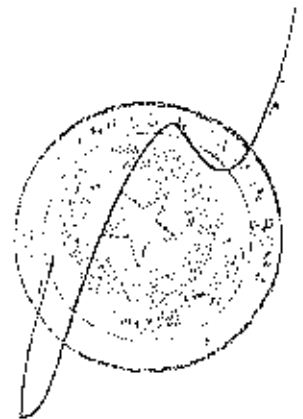
Nel 2018 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 320 milioni di boe a seguito essenzialmente di: (i) avanzamento nella conversione a riserve certe sviluppate (777 milioni di boe); (ii) nuove scoperte ed estensioni (166 milioni di boe), a seguito principalmente della FID dei progetti Aca 1 in Messico e Merakes in Indonesia; (iii) revisioni di precedenti stime (278 milioni di boe) principalmente per l'avanzamento del progetto di sviluppo di Zohr in Egitto. Le revisioni di precedenti stime includono il declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario a causa del deterioramento del contesto operativo locale (106 milioni di boe); (iv) miglioramenti da recupero assistito (5 milioni di boe) in particolare in Iraq; (v) cessioni (273 milioni di boe) riferite alle citate vendite di quote di partecipazione in Egitto ed altri asset minori; e (vi) acquisizioni (280 milioni) riferite alle citate Abu Dhabi e il progetto di fusione in Norvegia.

Durante il 2018, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 777 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 in Egitto, Kashagan in Kazakhstan, Bahr Eassalam e Wafa in Libia e Sankofa in Ghana.

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €6,2 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco tempo-

rale 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 infrastruttura 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 0,6 miliardi di boe rimaste tali per 5 o più anni sono diminuite di 0,4 miliardi di boe rispetto al 2017 a seguito dell'avanzamento dei progetti di sviluppo in Kazakhstan, Iraq e Libia nonché del declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario a causa del deterioramento del contesto operativo locale. Le riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni sono concentrate principalmente: (i) in Kazakhstan (0,1 miliardi di boe) nel giacimento di Kashagan relative al completamento dello sviluppo in corso (per maggiori informazioni v. Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan); (ii) 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 200 mila boe/giorno; e (iii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,4 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine.



Me



83942/530

## Riserve certe di petrolio e gas naturale

Società consolidate	2018			2017			2016		
	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)
<b>Italia</b>	<b>209</b>	<b>33.958</b>	<b>428</b>	<b>215</b>	<b>32.003</b>	<b>422</b>	<b>176</b>	<b>27.648</b>	<b>354</b>
<i>Sviluppate</i>	156	27.744	336	169	27.982	350	132	23.925	287
<i>Non sviluppate</i>	52	6.214	92	46	4.041	72	44	3.723	67
<b>Resto d'Europa</b>	<b>48</b>	<b>9.055</b>	<b>106</b>	<b>360</b>	<b>25.390</b>	<b>525</b>	<b>264</b>	<b>24.888</b>	<b>425</b>
<i>Sviluppate</i>	44	8.502	98	219	21.829	360	228	22.674	374
<i>Non sviluppate</i>	4	553	7	141	3.561	165	36	2.215	52
<b>Africa Settentrionale</b>	<b>493</b>	<b>81.862</b>	<b>1.022</b>	<b>476</b>	<b>89.071</b>	<b>1.052</b>	<b>454</b>	<b>105.872</b>	<b>1.139</b>
<i>Sviluppate</i>	317	40.967	582	306	34.913	532	287	49.054	605
<i>Non sviluppate</i>	176	40.895	440	170	54.158	520	167	56.818	534
<b>Egitto</b>	<b>279</b>	<b>149.366</b>	<b>1.246</b>	<b>280</b>	<b>123.210</b>	<b>1.078</b>	<b>281</b>	<b>156.316</b>	<b>1.293</b>
<i>Sviluppate</i>	159	94.332	764	203	40.228	463	205	22.630	352
<i>Non sviluppate</i>	126	55.034	482	77	82.982	615	76	133.686	941
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	<b>718</b>	<b>99.240</b>	<b>1.351</b>	<b>784</b>	<b>103.629</b>	<b>1.436</b>	<b>909</b>	<b>78.369</b>	<b>1.317</b>
<i>Sviluppate</i>	551	52.973	895	546	47.949	858	507	46.769	809
<i>Non sviluppate</i>	167	46.267	456	238	55.680	580	302	31.600	508
<b>Kazakhstan</b>	<b>704</b>	<b>66.324</b>	<b>1.066</b>	<b>766</b>	<b>59.687</b>	<b>1.150</b>	<b>767</b>	<b>70.349</b>	<b>1.221</b>
<i>Sviluppate</i>	587	52.263	925	547	53.179	891	556	63.391	968
<i>Non sviluppate</i>	117	4.061	141	219	6.518	259	211	6.958	255
<b>Resto dell'Asia</b>	<b>476</b>	<b>34.446</b>	<b>700</b>	<b>232</b>	<b>30.133</b>	<b>427</b>	<b>307</b>	<b>28.395</b>	<b>491</b>
<i>Sviluppate</i>	252	23.271	403	81	24.376	238	124	7.911	175
<i>Non sviluppate</i>	224	11.175	297	151	5.757	189	183	20.484	316
<b>América</b>	<b>252</b>	<b>7.939</b>	<b>302</b>	<b>182</b>	<b>6.370</b>	<b>203</b>	<b>169</b>	<b>9.893</b>	<b>227</b>
<i>Sviluppate</i>	143	4.351	170	144	4.842	176	143	9.580	205
<i>Non sviluppate</i>	109	3.488	132	38	1.528	27	26	413	22
<b>Australia e Oceania</b>	<b>5</b>	<b>18.432</b>	<b>125</b>	<b>7</b>	<b>20.054</b>	<b>137</b>	<b>9</b>	<b>20.064</b>	<b>145</b>
<i>Sviluppate</i>	5	12.796	87	5	14.709	101	8	15.822	111
<i>Non sviluppate</i>		5.636	38	2	5.345	36	1	5.242	34
<b>Totale società consolidate</b>	<b>3.183</b>	<b>490.522</b>	<b>6.356</b>	<b>3.262</b>	<b>489.557</b>	<b>6.430</b>	<b>3.230</b>	<b>522.795</b>	<b>6.613</b>
<i>Sviluppate</i>	2.208	317.199	4.261	2.220	269.987	3.967	2.190	261.756	3.884
<i>Non sviluppate</i>	975	173.323	2.095	1.042	219.570	2.463	1.040	261.039	2.729
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
<b>Resto d'Europa</b>	<b>297</b>	<b>10.202</b>	<b>363</b>						
<i>Sviluppate</i>	154	7.815	205						
<i>Non sviluppate</i>	143	2.386	158						
<b>Africa Settentrionale</b>	<b>11</b>	<b>382</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>371</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>414</b>	<b>14</b>
<i>Sviluppate</i>	11	382	14	12	371	14	13	414	14
<i>Non sviluppate</i>									
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	<b>12</b>	<b>8.788</b>	<b>68</b>	<b>12</b>	<b>9.879</b>	<b>75</b>	<b>15</b>	<b>10.421</b>	<b>82</b>
<i>Sviluppate</i>	8	1.633	17	6	2.348	20	8	2.927	28
<i>Non sviluppate</i>	4	7.155	51	6	7.531	55	7	7.494	56
<b>Resto dell'Asia</b>					<b>41</b>	<b>1</b>		<b>148</b>	<b>2</b>
<i>Sviluppate</i>					41	1		148	2
<i>Non sviluppate</i>									
<b>América</b>	<b>37</b>	<b>48.613</b>	<b>352</b>	<b>136</b>	<b>51.505</b>	<b>470</b>	<b>140</b>	<b>58.633</b>	<b>779</b>
<i>Sviluppate</i>	32	48.613	347	25	51.505	359	22	50.445	349
<i>Non sviluppate</i>	5		5	111		111	118	48.188	430
<b>Totale società in joint venture e collegate</b>	<b>357</b>	<b>67.985</b>	<b>797</b>	<b>160</b>	<b>61.786</b>	<b>560</b>	<b>166</b>	<b>109.617</b>	<b>877</b>
<i>Sviluppate</i>	285	58.444	583	43	54.265	394	43	59.935	391
<i>Non sviluppate</i>	152	9.541	214	117	7.521	166	125	55.682	486
<b>Totale riserve certe</b>	<b>3.540</b>	<b>558.507</b>	<b>7.153</b>	<b>3.422</b>	<b>551.353</b>	<b>6.990</b>	<b>3.396</b>	<b>632.412</b>	<b>7.490</b>
<i>Sviluppate</i>	2.443	375.643	4.844	2.263	324.252	4.361	2.233	315.691	4.275
<i>Non sviluppate</i>	1.127	182.864	2.309	1.159	227.101	2.629	1.165	316.721	3.215



00942/532

Eni Finanziaria - Finestrato - Annuale 2018

## 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 alle 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 536 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.

## PRODUZIONE

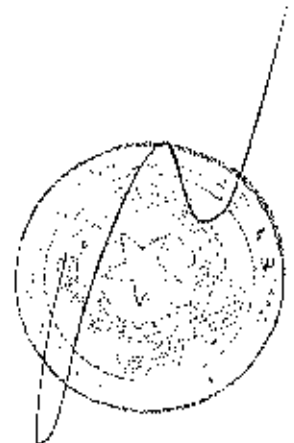
La produzione di idrocarburi del 2018 è stata di 1,851 milioni di boe/giorno, la media annua più elevata di sempre. La performance riflette il contributo dei ramp-up dei progetti del 2017 in particolare in Egitto, Indonesia, Angola, Congo e Ghana e degli start-up 2018 (per un contributo complessivo di oltre 300 mila boe/giorno), le maggiori produzioni di Kashagan, di Goliat e di Val d'Agrè, nonché l'ingresso nel due Concession Agreement offshore in produzione di Lower Zakum (5%) e Umm Shaif e Nasr (10%) negli Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai minori entitlement nei PSA per l'effetto prezzo, dai minori volumi di gas prodotti in alcuni Paesi a causa di eventi esogeni, dai declini di giacimenti maturi e da alcuni effetti one-off (chiusura del contratto Intisar in Libia e fermate straordinarie). Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA di circa 10 mila boe/giorno, la produzione dell'anno è in crescita del 2,5%.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fissa 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 l'88% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

La produzione di petrolio è stata di 897 mila barili/giorno. I ramp-up del periodo e l'ingresso nelle attività produttive degli Emirati Arabi Uniti sono stati parzialmente compensati dall'effetto prezzo e dal declino dei giacimenti maturi.

La produzione di gas naturale è stata di 149 milioni di metri cubi/giorno. Il contributo dei ramp-up/start-up è stato compensato dagli effetti degli eventi esogeni in alcuni Paesi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 625 milioni di boe. La differenza di 50,6 milioni di boe rispetto alla produzione di 675,6 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoc consumo (43,5 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (320 milioni di barili) è stata destinata per circa il 70% ai settori mid-downstream. La produzione venduta di gas naturale (47,1 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 20% al settore Gas & Power.



me



83042/532

Produzione annuale di idrocarburi<sup>(1)(2)</sup>

Società consolidate	2018			2017			2016		
	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)
<b>Italia</b>	<b>22</b>	<b>4,4</b>	<b>50</b>	<b>19</b>	<b>4,6</b>	<b>49</b>	<b>17</b>	<b>4,8</b>	<b>49</b>
<b>Resto d'Europa</b>	<b>41</b>	<b>4,6</b>	<b>71</b>	<b>37</b>	<b>4,9</b>	<b>69</b>	<b>40</b>	<b>5,2</b>	<b>73</b>
Croazia		0,1	1		0,2	1		0,3	2
Norvegia	33	2,5	49	29	2,7	47	31	2,7	48
Regno Unito	8	2,0	21	8	2,0	21	9	2,2	23
<b>Africa Settentrionale</b>	<b>56</b>	<b>13,4</b>	<b>144</b>	<b>58</b>	<b>18,1</b>	<b>175</b>	<b>60</b>	<b>16,5</b>	<b>167</b>
Algeria	24	1,1	31	25	1,2	33	28	1,2	36
Libia	31	12,2	111	32	16,8	140	31	16,2	129
Tunisia	1	0,1	2	1	0,1	2	1	0,1	2
<b>Egitto</b>	<b>28</b>	<b>12,6</b>	<b>110</b>	<b>26</b>	<b>8,9</b>	<b>84</b>	<b>28</b>	<b>6,2</b>	<b>68</b>
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	<b>89</b>	<b>5,3</b>	<b>123</b>	<b>90</b>	<b>4,6</b>	<b>119</b>	<b>91</b>	<b>4,8</b>	<b>122</b>
Angola	41	0,9	46	43	0,5	48	40	0,5	43
Congo	24	1,6	34	23	1,2	30	26	1,5	36
Ghana	5	0,2	7	3		3			
Nigeria	19	2,6	36	21	2,9	40	25	2,8	43
<b>Kazakhstan</b>	<b>35</b>	<b>2,7</b>	<b>52</b>	<b>30</b>	<b>2,7</b>	<b>48</b>	<b>24</b>	<b>2,6</b>	<b>41</b>
<b>Resto dell'Asia</b>	<b>28</b>	<b>5,7</b>	<b>65</b>	<b>20</b>	<b>3,6</b>	<b>43</b>	<b>28</b>	<b>2,5</b>	<b>45</b>
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	14		14						
Indonesia	1	3,9	26	1	2,0	14	1	0,5	4
Iraq	10	0,4	13	15	0,2	16	23	0,2	25
Pakistan		1,1	7		1,4	9		1,8	12
Turkmenistan	2	0,3	4	3		3	3		3
<b>America</b>	<b>19</b>	<b>1,2</b>	<b>27</b>	<b>23</b>	<b>2,0</b>	<b>36</b>	<b>25</b>	<b>2,7</b>	<b>43</b>
Ecuador	4		4	4		4	4		4
Stati Uniti	15	0,9	21	19	1,4	28	21	2,0	34
Trinidad e Tobago		0,3	2		0,6	4		0,7	5
<b>Australia e Oceania</b>	<b>1</b>	<b>1,2</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>1,1</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>1,2</b>	<b>8</b>
Australia	1	1,2	8	1	1,1	8	1	1,2	8
	<b>319</b>	<b>51,1</b>	<b>650</b>	<b>304</b>	<b>50,5</b>	<b>631</b>	<b>314</b>	<b>46,6</b>	<b>616</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Angola	1	0,9	7	1	0,9	8		0,3	2
Indonesia				1	0,1	1	1	0,2	2
Tunisia	1	0,1	1	1	0,1	1	1	0,1	2
Venezuela	3	2,3	18	4	2,8	22	5	2,6	22
	<b>5</b>	<b>3,3</b>	<b>26</b>	<b>7</b>	<b>3,8</b>	<b>32</b>	<b>7</b>	<b>3,2</b>	<b>28</b>
<b>Totale</b>	<b>324</b>	<b>54,4</b>	<b>676</b>	<b>311</b>	<b>54,4</b>	<b>663</b>	<b>321</b>	<b>49,8</b>	<b>644</b>

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

(2) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (43,5, 35,2 e 32,1 milioni di boe, rispettivamente nel 2018, 2017 e 2016).

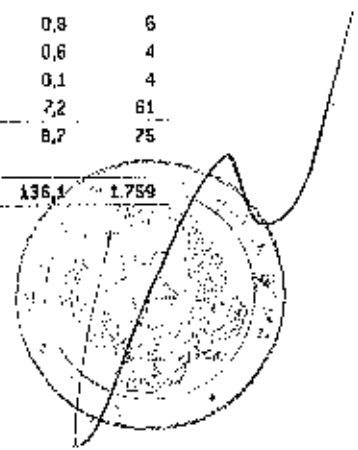
83942/533

Eni Performance Report - Annual Report 2018

Produzione giornaliera di idrocarburi<sup>(a)(b)</sup>

Società consolidate	2018				2017				2016			
	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)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
<b>Italia</b>	<b>60</b>	<b>12,1</b>	<b>198</b>	<b>53</b>	<b>12,5</b>	<b>194</b>	<b>47</b>	<b>13,3</b>	<b>133</b>			
<b>Reste d'Europa</b>	<b>113</b>	<b>12,6</b>	<b>194</b>	<b>102</b>	<b>13,5</b>	<b>189</b>	<b>109</b>	<b>14,1</b>	<b>201</b>			
Croazia		0,3	2		0,5	3		0,7	5			
Norvegia	89	6,9	134	81	7,5	129	86	7,3	133			
Regno Unito	24	5,4	58	21	5,5	57	23	6,1	63			
<b>Africa Settentrionale</b>	<b>154</b>	<b>36,8</b>	<b>392</b>	<b>158</b>	<b>49,6</b>	<b>479</b>	<b>165</b>	<b>45,2</b>	<b>458</b>			
Algeria	65	3,0	65	60	3,3	90	77	3,3	98			
Libia	86	33,4	302	87	46,0	384	84	41,5	353			
Tunisia	3	0,4	5	3	0,3	5	4	0,4	7			
Egitto	77	34,5	309	72	24,4	230	76	16,9	185			
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	<b>244</b>	<b>14,8</b>	<b>337</b>	<b>247</b>	<b>12,5</b>	<b>327</b>	<b>247</b>	<b>13,2</b>	<b>333</b>			
Angola	111	2,4	227	119	1,3	126	108	1,4	118			
Congo	65	4,3	92	63	3,2	83	71	4,2	98			
Ghana	15	0,5	18	8	0,1	9						
Nigeria	53	7,1	100	57	8,0	109	68	7,5	117			
<b>Kazakistan</b>	<b>94</b>	<b>7,5</b>	<b>143</b>	<b>83</b>	<b>7,5</b>	<b>132</b>	<b>65</b>	<b>7,2</b>	<b>111</b>			
<b>Resto dell'Asia</b>	<b>77</b>	<b>15,5</b>	<b>177</b>	<b>53</b>	<b>9,8</b>	<b>118</b>	<b>78</b>	<b>7,8</b>	<b>123</b>			
Cina	1		1	2		2	2		2			
Emirati Arabi Uniti	39	0,1	40									
Indonesia	3	10,7	71	3	5,3	38	3	1,4	12			
Iraq	28	1,0	34	40	0,6	43	64	0,5	67			
Pakistan		3,0	20		3,7	24		4,9	32			
Turkmenistan	6	0,8	11	8	0,2	9	9	0,2	10			
<b>America</b>	<b>52</b>	<b>3,4</b>	<b>75</b>	<b>63</b>	<b>5,5</b>	<b>88</b>	<b>69</b>	<b>7,3</b>	<b>115</b>			
Ecuador	12		12	12		12	10		10			
Stati Uniti	40	2,4	56	51	3,9	77	59	5,3	93			
Trinidad e Tobago		1,0	7		1,6	10		2,0	13			
<b>Australia e Oceania</b>	<b>2</b>	<b>3,2</b>	<b>23</b>	<b>2</b>	<b>3,0</b>	<b>22</b>	<b>3</b>	<b>3,2</b>	<b>24</b>			
Australia	2	3,2	23	2	3,0	22	3	3,2	24			
	<b>873</b>	<b>140,0</b>	<b>1.779</b>	<b>833</b>	<b>138,4</b>	<b>1.728</b>	<b>859</b>	<b>127,4</b>	<b>1.684</b>			
<b>Società in joint venture e collegate</b>												
Angola	3	2,5	19	3	2,5	20	1	0,8	6			
Indonesia		0,1	1	1	0,3	3	1	0,6	4			
Tunisia	3	0,1	4	3	0,1	4	3	0,1	4			
Venezuela	8	5,3	48	12	7,7	61	14	7,2	61			
	<b>14</b>	<b>9,0</b>	<b>72</b>	<b>19</b>	<b>10,6</b>	<b>88</b>	<b>19</b>	<b>8,7</b>	<b>75</b>			
<b>Totale</b>	<b>887</b>	<b>149,0</b>	<b>1.851</b>	<b>852</b>	<b>149,0</b>	<b>1.816</b>	<b>878</b>	<b>136,1</b>	<b>1.759</b>			

(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 autocostruzione (113, 97 e 89 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2018, 2017 e 2016).



*Me*

83942/534

## POZZI PRODUTTIVI

Nel 2018 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.170 (2.836,6 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.640 (2.070,1 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas

naturale sono pari a 1.530 (765,5 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<sup>(a)</sup>

[numero]	2018			
	Pozzi Petrolio		Gas Naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	202,0	157,0	479,0	415,9
Resto d'Europa	472,0	86,5	135,0	65,3
Africa Settentrionale	592,0	242,8	118,6	63,2
Egitto	1.194,0	508,3	147,0	48,3
Africa Sub-Sahariana	2.747,0	550,4	181,0	23,0
Kazakhstan	200,0	55,1		
Resto dell'Asia	855,0	336,7	157,0	62,0
America	270,0	132,1	284,0	81,7
Australia e Oceania	3,0	1,2	21,0	7,1
	<b>6.640,0</b>	<b>2.070,1</b>	<b>1.530,0</b>	<b>765,5</b>

[a] Include 1.445 (420,8 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi completamente multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas da un vero e proprio pozzo.

## ATTIVITÀ DI DRILLING

## ESPLORAZIONE

Nel 2018 sono stati ultimati 24 nuovi pozzi esplorativi (15,6 in quota Eni), a fronte dei 25 nuovi pozzi esplorativi (15,9 in quota Eni) del 2017 e dei 16 nuovi pozzi esplorativi (10,2 in quota Eni) del 2016.

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 62% (66% in quota Eni), a fronte del 60% (52% in quota Eni) del 2017 e del 50% (50% in quota Eni) del 2016.

## Perforazione esplorativa

[numero]	2018		Pozzi completati <sup>(b)</sup>			2017		Pozzi in progress <sup>(c)</sup>	
	Successo commerciale	sterili	Successo commerciale	sterili	Successo commerciale	sterili	totale	in quota Eni <sup>(a)</sup>	
Italia	1,8					1,0	1,0	0,6	
Resto d'Europa		0,5	1,2	1,3	0,1	0,4	12,0	3,5	
Africa Settentrionale		0,5	0,5		0,5	1,0	8,0	7,0	
Egitto	1,7	1,5	2,5	5,4	5,5	0,8	11,0	8,9	
Africa Sub-Sahariana	0,4		2,9	0,3	0,1	1,1	31,0	15,1	
Kazakhstan							6,0	1,0	
Resto dell'Asia	2,2	2,6				0,9	8,0	2,5	
America	4,0		0,5			1,0	2,0	1,5	
Australia e Oceania							1,0	0,3	
	<b>10,1</b>	<b>5,1</b>	<b>7,6</b>	<b>7,0</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>80,0</b>	<b>40,3</b>	

[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.

83942/535

Eni Petrolio e Gas

**SVILUPPO**

Nel 2016 sono stati ultimati 209 nuovi pozzi di sviluppo (80,2 in quota Eni) a fronte dei 178 nuovi pozzi di sviluppo (90,7 in quota Eni) del 2017 e dei 296 (118,7 in quota Eni) del 2015.

È attualmente in corso la perforazione di 38 pozzi di sviluppo (10,6 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 <sup>(a)</sup>				Pozzi in progress <sup>(b)</sup>			
		2018		2017		2016		2015	
		produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>
Italia		3,0		2,6		4,0			
Resto d'Europa		2,8	0,3	2,7	0,2	5,6		16,0	1,3
Africa Settentrionale		9,6	0,5	5,1		6,2	0,7	3,0	1,4
Egitto		30,7		49,7	2,3	32,4	0,5	5,0	2,1
Africa Sub-Sahariana		7,3	0,1	6,6		21,2	0,2	6,0	2,6
Kazakistan		0,8		1,2		4,6		1,0	0,3
Resto dell'Asia		21,9		15,0	0,2	31,6	0,5	7,0	3,0
America		2,3		3,1		9,9	1,3		
Australia e Oceania		0,8							
		<b>79,3</b>	<b>0,9</b>	<b>88,0</b>	<b>2,7</b>	<b>115,5</b>	<b>3,2</b>	<b>38,0</b>	<b>10,6</b>

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

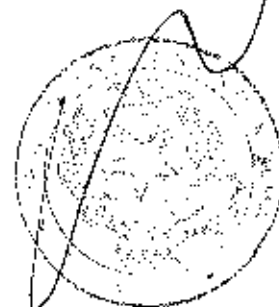
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio e gas naturale tale da giustificare il completamento.

**SUPERFICI**

Nel 2016 Eni ha condotto operazioni in 43 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2018 il portafoglio minerario di Eni consiste in 902 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 406.505 chilometri quadrati in quota Eni (414.918 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2017). La superficie sviluppata è di 28.386 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 378.119 chilometri quadrati in quota Eni. Nel 2016 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Emirati Arabi Uniti, Indonesia, Libano, Marocco, Messico, Norvegia e Stati Uniti, per una superficie di circa 31.000 chilometri quadrati; (ii) dal rila-

scio di licenze principalmente in Australia, Cina, Egitto, Indonesia, Marocco, Pakistan, Russia, Regno Unito e Ucraina per circa 35.000 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta per variazioni di quota principalmente in Angola e Irlanda, per circa 2.000 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale principalmente in Cipro, Gabon ed Indonesia nonché per variazioni di quota in Egitto, Norvegia o Pakistan per circa 6.400 chilometri quadrati.

Nell'ottobre 2018 è stata presentata alle Autorità competenti del Portogallo la documentazione necessaria per il rilascio volontario delle concessioni esplorative, con efficacia dal 31 gennaio 2019.



Me



83942/536

## Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2017				31 dicembre 2018			
	Totale Sup. netto	Numero totali	Sup. lorda sviluppata <sup>(a)</sup>	Sup. lorda non sviluppata <sup>(b)</sup>	Totale Sup. lorda <sup>(a)</sup>	Sup. netto sviluppata <sup>(a)</sup>	Sup. netto non sviluppata <sup>(b)</sup>	Totale Sup. netto <sup>(c)</sup>
<b>EUROPA</b>	<b>51.206</b>	<b>317</b>	<b>13.757</b>	<b>59.376</b>	<b>72.133</b>	<b>9.409</b>	<b>36.923</b>	<b>46.332</b>
Italia	16.360	140	9.962	9.871	18.833	8.303	6.684	14.987
Resto d'Europa	34.826	177	3.795	49.505	53.300	1.106	30.239	31.345
Cipro	17.967	6		22.790	22.790		17.111	17.111
Croazia	987							
Groenlandia	1.909	2		4.860	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	2.117	106	2.886	9.630	12.516	492	2.136	2.628
Portogallo	3.187	3		4.547	4.547		3.182	3.182
Regno Unito	5.805	57	909	3.719	4.628	614	3.404	4.018
Altri Paesi	2.245	2		2.701	2.701		1.883	1.883
<b>AFRICA</b>	<b>161.981</b>	<b>261</b>	<b>46.263</b>	<b>258.232</b>	<b>304.485</b>	<b>11.844</b>	<b>153.855</b>	<b>165.699</b>
<b>Africa Settentrionale</b>	<b>25.797</b>	<b>64</b>	<b>8.846</b>	<b>48.760</b>	<b>57.606</b>	<b>3.640</b>	<b>30.292</b>	<b>33.932</b>
Algeria	1.141	42	3.283	187	3.470	1.174	31	1.155
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	9.804	1		23.900	23.900		17.925	17.925
Tunisia	1.553	10	3.600		3.600	1.558		1.558
Egitto	9.192	53	5.423	10.480	15.903	2.018	3.230	5.248
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	<b>126.992</b>	<b>144</b>	<b>31.994</b>	<b>190.992</b>	<b>230.986</b>	<b>8.186</b>	<b>120.333</b>	<b>126.518</b>
Angola	4.367	58	8.200	13.741	21.441	1.064	4.239	5.303
Congo	1.471	25	1.430	1.320	2.750	843	626	1.471
Costa d'Avorio	2.905	3		4.010	4.010		2.965	2.905
Gabon	5.283	4		4.107	4.107		4.167	4.167
Ghana	579	3	226	1.127	1.353	100	479	579
Kenya	43.948	6		50.677	50.677		43.948	43.948
Liberia	585							
Mozambico	978	6		3.511	3.911		978	978
Nigeria	7.370	34	22.139	8.631	30.769	4.179	3.549	7.722
Sud Africa	26.202	1		65.505	65.505		26.202	26.202
Altri Paesi	33.304	4		46.463	46.463		33.304	33.304
<b>ASIA</b>	<b>184.029</b>	<b>61</b>	<b>13.024</b>	<b>285.289</b>	<b>298.313</b>	<b>3.368</b>	<b>178.046</b>	<b>181.414</b>
Kazakistan	1.543	7	2.381	3.890	6.281	442	1.181	1.543
Resto dell'Asia	182.486	54	10.633	281.399	292.032	2.926	176.945	179.871
Cina	2.154	7	77	5.215	5.292	13	5.215	5.228
Emirati Arabi Uniti		3	2.949	5.020	7.969	217	1.255	1.472
India	5.244	1		13.110	13.110		5.244	5.244
Indonesia	22.883	13	2.943	27.230	30.173	1.198	22.571	23.769
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano		2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	13.558	4		24.080	24.080		13.558	13.558
Oman	77.146	1		90.760	90.760		77.146	77.146
Pakistan	7.401	12	3.390	11.486	14.876	872	4.914	5.786
Russia	20.862	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.230	1		1.538	1.538		1.230	1.230
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	23.132	5		30.777	30.777		23.132	23.132
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
<b>AMERICA</b>	<b>8.641</b>	<b>252</b>	<b>4.419</b>	<b>12.543</b>	<b>16.962</b>	<b>3.056</b>	<b>6.247</b>	<b>9.303</b>
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Messico	1.146	8		4.387	4.387		3.000	3.000
Stati Uniti	1.052	230	1.173	1.949	3.127	574	1.617	2.191
Trinidad e Tobago	66							
Venezuela	1.066	6	1.251	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	3.328	7		4.664	4.664		1.061	1.061
<b>AUSTRALIA E OCEANIA</b>	<b>11.061</b>	<b>11</b>	<b>1.140</b>	<b>4.611</b>	<b>5.751</b>	<b>709</b>	<b>3.048</b>	<b>3.757</b>
Australia	11.061	11	1.140	4.611	5.751	709	3.048	3.757
<b>Totale</b>	<b>414.916</b>	<b>902</b>	<b>78.603</b>	<b>619.051</b>	<b>697.654</b>	<b>29.386</b>	<b>378.119</b>	<b>406.505</b>

(a) Chilonetri 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.

83942/537

I dati relativi all'attività esplorativa sono

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

Paese	Anno	Operato	Asset	Quota Eni (%)
ITALIA	(1926)	Operato	Mare Adriatico e Ionico	Barbara (100%), Cervia/Afarina (100%), Annamaria (100%), Cam NW (51%), Luna (100%), Angela (100%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
			Basilicata	Val d'Agri (60,77%)
			Stellia	Già (100%), Tesaurio (45%), Giurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronze (100%)
RESTO D'EUROPA	Norvegia <sup>(a)</sup>	Operato	Goliat (45,24%), Marulk (13,92%), Balder B-Ringhorne e (89,6%) e Ringhorne East (53,85%)	
		Non Operato	Asgard (10,31%), Kristin (5,74%), Heidrun (3,60%), Mikkel (10,37%), Turihans (4,32%), Marvin (20,86%), Great Ekofisk Area (8,62%), Boyla (13,92%), Brage (2,52%) e Saurre (0,7%)	
	Regno Unito	Operato	Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)	
		Non Operato	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria <sup>(a)</sup>	Operato	Blocco 403a/d (da 65% a 100%), Blocco 40M Hard (35%), Blocco 401a/402a (55%), Blocco 407 (50%) e Blocco 405b (75%)	
		Non Operato	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)	
	Libia <sup>(a)</sup>	Non Operato	Area contrattuali onshore: Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Atifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El Feit - 33,3%), Area F (Blocco 118 - 50%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%) Area contrattuali offshore: Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Blocco NC 41 - 50%)	
Tunisia	(1961)	Operato	Maaroufa (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), M.CO (50%) ed El Barma (50%)	
EGITTO <sup>(a)(c)</sup>	(1954)	Operato	Shorouk (Zahr - 50%), Nifa Delta (Abu Madi West/Hidoc - 75%), Sinai (Belajim Land, Belajim Marine e Abu Rudeis - 100%), Melchis (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuns, Temsah e Denize - 50%), Baitim (50%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Rami - 45%), Ashraf (50%) e North Razzak (100%)	
		Non Operato	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Angola	Operato	Blocco 15/06 (36,84%)	
		Non Operato	Blocco D (9,8%), le Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (12%), le Development Area nel Blocco 14 (Eni 20%), la Development Area Libani nel Blocco 14K/ALMI (10%) e le Development Area del Blocco 15 (20%)	
	Congo	Operato	Mene Marine (65%), Litchendjili (85%), Zatchi (55,25%), Loango (42,5%), Ikalou (100%), Djumbala (50%), Foukanda (58%), M'kafi (58%), Kitina (52%), Awa Plioukou (90%), M'Boundi (82%), Koukouala (74,25%), Zingati (100%) e Loufika (100%)	
		Non Operato	Pointe-Nole e Grand Fond (35%) e Likovata (35%)	
	Ghana	(2008)	Operato	Offshore Cape Three Points (44,44%)
Nigeria	(1952)	Operato	DML 60, 61, 62 e 63 (20%), DML 125 (100%) e OPL 240 (50%)	
		Non Operato <sup>(d)</sup>	OML 118 (12,5%) e nel service contract OML 116	
KAZAKHSTAN <sup>(b)</sup>	(1992)	Non Operato <sup>(d)</sup>	Karachaganak (29,25%)	
		Non Operato	Kashagan (16,81%)	
RESTO DELL'ASIA	Emirati Arabi Uniti	(2018)	Non Operato	Lower Zakum (5%) e Umm Shaif e Nasr (10%)
	Indonesia	(2001)	Operato	Jangkrik (55%)
	Iraq	(2009)	Operato <sup>(d)</sup>	Zubair (41,6%)
	Pakistan	(2000)	Operato	Bhit/Bhadru (40%) e Kadanwari (18,42%)
			Non Operato	Lasif (33,3%), Zambama (12,75%) e Sawan (23,7%)
Turkmenistan	(2008)	Operato	Bicrun (90%)	
AMERICA	Stati Uniti	Operato	Golfo del Messico	Altagheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)
			Alaska	Mkatcheq (100%)
		Non Operato	Golfo del Messico	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (8,5%), K2 (13,4%), Frontinier (32,5%) e Heidelberg (12,5%)
			Alaska	Obagunak (30%)
		Texas	Alliance area (27,5%)	
Venezuela	(1998)	Non Operato	Perla (50%), Corocora (26%) e Junin 5 (40%)	

(a) Asset dotati tramite Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 89,6%).

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

(c) Sono tipologie, in quanto significativo, 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 SPQC 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.



03942/538

## 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 concessioni 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) le attività previste nell'ambito dei progetti di tutela ambientale definiti dagli accordi con il Comune di Ravenna. Inoltre nel corso del primo semestre 2018, così come programmato, sono stati completati programmi di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello a supporto dell'occupazione.

Nella concessione Val d'Agri (Eni 60,77%, operatore) è stato avviato un programma di "trasformazione digitale" del Centro olio di Viggiano. Il progetto, attraverso l'applicazione di tecnologie digitali sviluppate da Eni, prevede di potenziare ed estendere i processi di monitoraggio del sito in ambito di sicurezza impiantistica e ambientale al fine di incrementare le performance operative.

Nel corso del 2018 sono stati completati 5 progetti, raggiungendo un totale di 35 sui 42 programmi pianificati, nell'ambito dell'Addendum 2014 al Protocollo di Accordo con la Regione Basilicata che prevede iniziative di natura ambientale, sociale e programmi per lo sviluppo sostenibile. Nel corso della prima metà dell'anno sono stati completati, così come definito, i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello. Proseguono gli impegni definiti dall'accordo Bonus Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa energetica nei Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficientamento energetico.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono le attività per lo sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Cassiopea (Eni 60%). Il progetto, ottimizzato per consentire di minimizzare significativamente l'impatto ambientale, prevede il trasporto tramite una pipeline sottomarina del gas prodotto dai pozzi offshore ad un nuovo impianto di trattamento e compressione onshore che sarà realizzato all'interno della Raffineria di Gela su un'area bonificata. Inoltre nell'ambito delle iniziative di sviluppo sostenibile previste dal Protocollo d'Intesa in accordo con il Comune di Gela e la Regione Sicilia: (i) sono proseguiti i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro, di Apprendistato di Primo Livello, le iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie; (ii) è stato firmato l'accordo per il progetto "Sicurezza alimentare a Gela" a supporto delle fasce vulnerabili attraverso una partnership pubblico-privata composta da Eni, l'Amministrazione Comunale di Gela e la Rete del Banco Alimentare.

### RESTO D'EUROPA

**Norvegia** Nel dicembre 2018 è stata completata la fusione tra le società Point Resources AS e Eni Norge AS, controllate al 100% rispettivamente da HitecVision e da Eni, con la costituzione di una nuova società denominata Vår Energi AS. L'accordo di fusione ha determinato un canambio delle partecipazioni azionarie di Eni e degli azionisti di Point Resources nella nuova entità pari al 69,6% e 30,4%, rispettivamente, stabilendo un controllo congiunto in relazione alle regole di governance definite. Le finalità dell'operazione per Eni sono il rafforzamento della struttura operativa nel Paese e l'estensione/differenziazione del portafoglio minerario che offrirà una crescita produttiva superiore a quella del portafoglio.



83942/531

Eni Exploration &amp; Production Annual Report 2018

giù attuale. Infatti, la nuova entità sarà una società leader nel settore dell'esplorazione e produzione di idrocarburi in Norvegia, che farà leva sulla combinazione dei rispettivi punti di forza delle società d'origine. Il portafoglio della nuova società comprenderà 17 giacimenti di olio e gas con un'ampia copertura geografica, dal Mare di Barents al Mare del Nord grazie all'ingresso di nuovi asset tra cui i giacimenti in produzione di Bakker & Ringhorne (Eni 69,6%), Ringhorne East (Eni 53,85%), Boyla (Eni 13,92%), Brage (Eni 8,53%) e Snorre (Eni 0,7%). La società avrà riserve e risorse per oltre 1.250 milioni di boe. La produzione è prevista raggiungere 250 mila boe/giorno nel 2023, con lo sviluppo di più di 500 milioni di boe da dieci asset esistenti e con un prezzo di break-even inferiore a 30\$/barile. In totale la società ha in programma nei prossimi cinque anni investimenti per circa \$8 miliardi, per portare a regime questi progetti, rivalutare i giacimenti più maturi e effettuare nuove esplorazioni. Infine, Eni disporrà di un diritto di "first offer" in caso di uscita dei fondi di private equity gestiti da HitecVision dalla joint venture.

Nel 2019 Vår Energi si è aggiudicata 13 licenze esplorative: (i) in qualità di operatore 2 licenze esplorative nel Mare del Nord e 2 licenze esplorative nel Mare di Barents; e (ii) come partner in 5 licenze nel Mare del Nord e 4 licenze nel Mare di Norvegia.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo di delineazione della scoperta a gas e olio di Cape Vulture nelle licenze PL 128/128D (Eni 8%), in prossimità degli impianti in produzione del giacimento Norne (Eni 4,8%). I risultati del pozzo confermano la commercialità della scoperta con volumi recuperabili tra 50 e 70 milioni di boe; (ii) una nuova scoperta a olio nella licenza PL 532 (Eni 20,88%), in prossimità del progetto Johan Castberg nella medesima licenza, con un potenziale minerario stimato tra 50 e 60 milioni di olio in posto; (iii) il pozzo Goliat West mineralizzato a olio nella licenza PL 229 (Eni 45,24%), incrementando le riserve stimate del giacimento in produzione Goliat; e (iv) una scoperta a olio e gas nella licenza PL 869 partecipata da Vår Energi con una quota del 20%.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Trestakk (Eni 5,5%) con start-up previsto nel 2019 e una produzione in quota Eni pari a 4 milioni di boe; e (ii) il progetto di sviluppo Johan Castberg sanzionato nel giugno 2018. Lo start-up della produzione è atteso nel 2022.

## AFRICA SETTENTRIONALE

**Algeria** Nell'aprile 2018 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo quadro per avviare un programma di esplorazione e sviluppo nell'area del Berkine e proseguire la collaborazione nel settore ricerca e sviluppo. In particolare: (i) nel luglio 2018 un accordo per ottimizzare le infrastrutture esistenti dei giacimenti di BRN nel Blocco 403 (Eni 50%, operatore) e MLE nel Blocco 405b (Eni 75%, operatore) in sinergia con le facility di prossima realizzazione. L'accordo include anche la realizzazione di una pipeline per collegare gli asset di BRN con MLE con l'obiettivo di realizzare un hub gas nell'area; e (ii) nell'ottobre 2018 è stato firmato un accordo che prevede l'acquisizione da parte di Eni di una quota del 49% nelle concessioni di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Durhoud II, nei bacini del Nord Berkine. È in programma la realizzazione dello sviluppo accelerato delle riserve stimate in 75 milioni di boe in quota Eni e di una campagna esplorativa dei tre blocchi. Lo start-up produttivo è previsto nel terzo trimestre del 2019 in sinergia con l'avvio della pipeline BRN-MLE che trasporterà il gas associato di BRN e il gas e i condensati associati del progetto di sviluppo del Berkine Nord per il trattamento presso le facility di MLE. Contestualmente sono stati firmati due protocolli d'intesa con Total con l'obiettivo di valutare il potenziale minerario nell'offshore del Paese. In particolare,

nel dicembre 2018, sono stati assegnati due permessi esplorativi per avviare le attività di acquisizione sismica nel corso del 2019.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) interventi per l'ottimizzazione della produzione sui giacimenti operati di ROM Nord (Eni 35%) e RDB (Eni 55%) e nel Blocco 404 partecipato con una quota del 12,25%; (ii) attività di drilling nel Blocco 405b presso i progetti CAPC Oil e MLE nonché l'upgrading delle facility di trattamento esistenti; e (iii) il proseguimento dello sviluppo del campo di El Merk nel Blocco 208 (Eni 12,25%) con la perforazione di pozzi produttori e water injection.

**Libia** Nel 2018 è stato finalizzato un accordo con la società di stato NOC e BP per l'assegnazione a Eni dell'operatorship e di una quota del 42,5% nell'Exploration and Production Sharing (EPSA) di BP nel Paese, in particolare nelle aree contrattuali onshore A e B e nell'area offshore C. L'accordo prevede il rilancio delle attività di esplorazione e sviluppo in sinergia con le infrastrutture Eni presenti nell'area per accelerare la messa in produzione delle riserve. Inoltre l'accordo rafforza la partnership nell'ambito di iniziative di sviluppo sociale attraverso l'attuazione di programmi specifici di istruzione e formazione.

Nel corso del 2018 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio produttivo del progetto offshore Bahr Essalam fase 2 (Eni 50%), il cui completamento è previsto entro il secondo trimestre 2019. Il programma di sviluppo prevede la perforazione di dieci pozzi, di cui sette completati e avviati in produzione nel 2018, nonché l'upgrading delle facility esistenti per incrementare la capacità produttiva; (ii) il potenziamento degli impianti di trattamento gas nell'area di Mellitah (Eni 50%) e Sabratha (Eni 50%); e (iii) l'avvio di un programma di ottimizzazione della produzione del giacimento di Wafa (Eni 50%). Il progetto prevede attività di drilling e la realizzazione di nuove unità di compressione gas. In particolare, sono state avviate nel 2018 attività di infilling: un primo pozzo a gas è stato completato nel novembre 2018 e un secondo pozzo nel marzo 2019. Il completamento è atteso nel corso del 2019.

Nell'ambito degli accordi firmati nel 2017 per la realizzazione di iniziative relative alla salute ed educazione a supporto delle comunità locali, sono state definite due aree di intervento: (i) supporto alle Autorità Sanitarie locali, in particolare con un programma di ristrutturazione della clinica presso l'area di Jalo, assistenza tecnica ed iniziative di formazione medica; e (ii) la realizzazione di una pipeline per l'impianto di desalinizzazione nell'area di Zuara per fornire acqua alle comunità locali.

Nel dicembre 2018 è stato firmato un Memorandum of Understanding con la compagnia elettrica nazionale GECOL e la compagnia petrolifera di stato NOC che include l'avvio di un progetto di riabilitazione di alcune centrali elettriche a supporto dell'accesso all'energia per le comunità. Inoltre sono proseguiti gli altri progetti Eni a supporto delle comunità. In particolare: (i) attività in ambito sanitario e di accesso all'acqua e all'energia presso le aree produttive di Bu-Attifel (Eni 50%) ed Et Feel (Eni 33,3%); (ii) programmi di formazione in ambito medico e nel settore Oil & Gas; e (iii) interventi di ristrutturazione e realizzazione di infrastrutture a scopo sociale nonché la fornitura di farmaci.

## EGITTO

Nel febbraio 2018 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 Matruh (Eni 100%); (ii) West Sherbean (Eni 50%, operatore), nell'onshore del Delta del Nilo, in prossimità del giacimento in produzione di Nooras (Eni 75%). In caso di successo esplorativo, le attività di sviluppo potranno avvalersi delle infrastrutture esistenti.

Me



83942 / 540

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo Faramid-S1X, mineralizzato a gas, nella concessione East Obayed (Eni 100%); (ii) le scoperte a olio A-2X e B1-X e con la recente scoperta a gas e condensati A-1X nel permesso South West Meleiha; e (iii) con il pozzo Nour-1 mineralizzato a gas nella licenza esplorativa Nou.

Nel giugno 2018 è stata completata la cessione della quota del 10% del giacimento Zohr (Eni 50%) a Mubadala Petroleum, per un ammontare pari a \$934 milioni.

Nell'agosto 2018, sono stati approvati dalle Autorità egiziane i seguenti accordi: (i) l'assegnazione ad Eni della quota dell'85% nella licenza esplorativa Nour nell'offshore del Delta del Nilo orientale. Nel dicembre 2018 è stata ceduta una quota del 20% a Mubadala Petroleum e una quota del 25% a BP nella concessione di Nour. A seguito dell'operazione Eni detiene una quota del 40%; (ii) l'estensione di dieci anni a partire dal 2021 della concessione Nile Delta (Eni 75%) contenente la concessione Abu Madi West con il giacimento di Nooros; (iii) l'estensione dell'attività esplorativa nel permesso di El Jar'a (Eni 75%), all'interno della prolifica area produttiva denominata Grand Nooros Area; (iv) l'estensione per un ulteriore periodo di cinque anni della concessione di Ras Qattara (Eni 75%) nel Western Desert; e (v) l'estensione della concessione di sviluppo di Faramid (Eni 100%).

Nel settembre 2018, con un anno di anticipo rispetto al piano di sviluppo, il progetto Zohr ha raggiunto il target di plateau produttivo pari a 365 mila boe/giorno (110 mila boe/giorno in quota Eni) con il completamento delle attività di drilling e la realizzazione e start-up delle quattro unità di trattamento onshore pianificate, oltre all'unità di trattamento avviata alla fine del 2017, portando la capacità installata ad oltre 57 milioni di metri cubi/giorno. Il plateau produttivo, rivisto al rialzo fino a circa 91 milioni di metri cubi/giorno, è atteso nel corso del 2019 con il completamento e l'avvio di ulteriori tre unità di trattamento onshore del gas e di ulteriori tre pozzi produttori per un totale di 13 pozzi complessivi.

Al 31 dicembre 2018 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$4,3 miliardi pari a €3,8 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2018. Gli investimenti previsti a piano per la fase di ramp-up della produzione di Zohr saranno finanziati con il cash flow operativo allo scenario del marker Brent di Eni.

Al 31 dicembre 2018 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 782 milioni di boe.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Bahim South West (Eni 50%, operatore) nell'offshore del Paese. Il progetto sanzionato nel 2018 prevede uno sviluppo accelerato con start-up atteso nel corso del 2019; (ii) il completamento e lo start-up di ulteriori due pozzi di sviluppo addizionali nel giacimento Nooros (Eni 75%, operatore) e la realizzazione di una pipeline per il trasporto del gas all'impianto di trattamento di El Gamil. Il completamento delle attività è previsto nel 2019; e (iii) attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni Sinai (Eni 100%, operatore), Meleiha (Eni 76%) e Ras Qattara (Eni 75%). In particolare nell'area del Sinai è stato completato il progetto di water reinjection consentendo di raggiungere lo zero water discharge.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility sono in corso di implementazione 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 prevedeva la ristrutturazione della clinica di El Garabea, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Le attività previste sono state completate nel maggio 2018. Il secondo progetto, per un va-

lore 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, in particolare con la costruzione di un distretto ittico. Le attività sono state avviate nel corso del 2018; (ii) progetti sanitari. In accordo con il Ministero della Salute è stato definito un primo progetto che prevede la costruzione di Primary Health Care Center che fornirà servizi sanitari a circa 60 mila persone nell'area di Port Said. Il completamento delle attività è previsto nel 2019. Il progetto include oltre alla realizzazione delle infrastrutture identificate ulteriori iniziative nell'ambito della formazione e prevenzione sanitaria; e (iii) programmi a supporto dei giovani, in particolare con la costruzione di un centro giovanile il cui completamento è atteso nel 2019.

## AFRICA SUB-SAHARIANA

**Angola** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) le scoperte a olio di Kalimba e Afaxé nell'area del progetto East Hub nel Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore). Le scoperte presentano complessivamente un potenziale minerario stimato in 400-500 milioni di barili di olio in posto; (ii) la scoperta a olio di Agogo nell'area del progetto West Hub nel Blocco 15/06, con un potenziale minerario stimato in 450-650 milioni di barili di olio in posto.

Lo sviluppo delle scoperte farà leva su possibili sinergie sfruttando la presenza di facility produttive esistenti.

Nel novembre 2018 è stato firmato un emendamento del PSA del Blocco 15/06 che definisce un ampliamento della superficie esplorativa nell'area occidentale del blocco. L'accordo conferma la strategia Eni di esplorazione near-field con la rapida messa in produzione delle scoperte beneficiando delle sinergie con le facility produttive esistenti.

Le attività di sviluppo hanno riguardato i due progetti in produzione nel Blocco 15/06, in particolare per il progetto West Hub: (i) è stata completata la fase di ramp-up di Tchigufu raggiungendo il plateau produttivo di 25 mila barili/giorno; e (ii) conseguito lo start-up produttivo di Vandumbu. Nell'ambito del progetto East Hub: (i) è stata avviata la produzione del giacimento UMB attraverso il collegamento alla FPSO proscrete nell'area; (ii) è stato completato l'upgrading di alcune facility produttive; e (iii) sono stati sanzionati i progetti di Cabaça North & Cabaça South-East UM4/5. Le attività di sviluppo prevedono la perforazione di tre pozzi produttori, due pozzi per la water injection e collegamento alle facility produttive presenti. Lo start-up è previsto nel 2021.

Sono state completate le attività di drilling programmate del progetto in produzione Mafumeira Sul 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. In particolare sono proseguite: (i) le attività a supporto dell'accesso all'energia da fonti rinnovabili e all'acqua potabile; (ii) le iniziative in ambito sanitario attraverso campagne di sensibilizzazione delle comunità locali, programmi di formazione del personale, fornitura di energia elettrica nei Centri Salute e negli Ospedali, anche nell'area di Luanda; e (iii) programmi a supporto dell'educazione primaria.

Nel 2018 le attività hanno riguardato: (i) l'avvio di iniziative a supporto dello sviluppo agricolo attraverso la creazione di centri di formazione; (ii) iniziative a supporto dei programmi di smiamento di alcune aree che consentono di aumentare la sicurezza, restituire terreno per uso agricolo e migliorare la resilienza e stabilità delle comunità rurali; e (iii) il progetto "Luanda refinery reliability improvement and gasoline production increase". Il progetto prevede lo sviluppo di soluzioni specifiche





83942/542

5%) e Gbaran fase 2A/2B e SSAGS project nel blocco OML 28 (Eni 5%). Il gas prodotto sarà destinato al mercato domestico.

Nel febbraio 2018 è stato firmato con la FAD un accordo di collaborazione 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.

I programmi Eni a sostegno delle comunità locali del Paese proseguono con: (i) programmi di accesso all'energia e all'acqua; (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.

Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. 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 2018 sono stati pari a circa 32 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

## KAZAKHSTAN

**Kashagan** Continuano le attività di sviluppo per il completamento dell'Experimental Program del giacimento Kashagan (Eni 16,81%) per raggiungere la capacità di plateau produttivo pari a circa 370 mila barili/giorno, al 100%, nel 2019.

Proseguono gli studi per ulteriori fasi di sviluppo che includono l'espansione della capacità di iniezione di gas naturale, la conversione di pozzi da produttori ad iniettori e l'upgrading delle facility esistenti. Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore Oil & Gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale.

Al 31 dicembre 2018 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$9,9 miliardi pari a €8,6 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2018, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2018 (\$7,3 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).

Al 31 dicembre 2018 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 614 milioni di boe in lieve diminuzione rispetto al 2017.

**Karachaganak** Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%) è stato sanzionato il progetto Karachaganak Process Center Debottlenecking. Le attività sono in corso di esecuzione con completamento atteso nel 2020. La capacità di reiniezione addizionale sarà garantita nei prossimi anni dall'installazione di ulteriori facility di reiniezione di gas che si agglierà a quelle esistenti.

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 2018 le riserve certe del giacimento di competenza

Eni sono pari a 452 milioni di boe, in riduzione di 78 milioni di boe rispetto al 2017, dovuto principalmente alla variazione del marker Brent di riferimento.

## RESTO DELL'ASIA

**Emirati Arabi Uniti** Nel corso del 2018 è stata avviata da parte di Eni una campagna di acquisizione di asset volta ad entrare nel Paese. In particolare, sono state completate le seguenti acquisizioni di asset esplorativi e in produzione in Abu Dhabi: (i) nel marzo 2018 sono stati acquisiti i due Concession Agreement della durata di 40 anni per l'ingresso con una quota del 5% nel giacimento in produzione a olio di Lower Zakum e con una quota del 10% nei giacimenti in produzione a olio, condensati e gas di Umm Shaif e Nasr, nell'offshore del Paese. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di circa \$875 milioni; (ii) nel novembre 2018, l'assegnazione di una quota del 25% nella concessione offshore denominata Ghasha. La concessione, della durata di 40 anni, include i giacimenti a gas Hail, Ghasha, Daïma e altri campi offshore situati nella regione di Al Dhafra. Lo start-up produttivo è previsto nel 2022; e (iii) nel gennaio 2019, Eni si è aggiudicata l'operatorship con una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore del Paese. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi per il Blocco 1 e la perforazione di due pozzi esplorativi e due pozzi di appraisal nel Blocco 2.

Nel gennaio 2019 Eni si è anche aggiudicata tre concessioni onshore esplorative nell'Emirato di Sharjah. In particolare: (i) l'operatorship e una quota del 75% nelle aree A e C; e (ii) una quota del 50% nell'area B. Il commitment della prima fase esplorativa include la perforazione di un pozzo e studi esplorativi nelle aree A e B e studi esplorativi nell'area C.

**Indonesia** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Merakes East nel blocco operato East Sepinggan (Eni 85%) situato nell'offshore del Paese.

Nel maggio 2018 Eni si è aggiudicata con una quota del 100% il blocco esplorativo East Saral nelle acque profonde del bacino di Kutei, in prossimità del blocco operato di Muara Bakau (Eni 55%).

Nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio produttivo nel corso del 2018 è stata ceduta l'intera quota di partecipazione nel permesso produttivo Sanga Sanga.

Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto offshore a gas di Merakes nel blocco operato East Sepinggan. Nel dicembre 2018 è stato approvato il piano di sviluppo da parte delle Autorità del Paese. Il progetto prevede la perforazione di 5 pozzi sottomarini che verranno collegati all'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik (Eni 55%, operatore).

Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, sarà spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang oppure venduto spot nel mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2020.

Sono in corso diversi progetti ed iniziative sui temi di protezione ambientale e di sviluppo sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra. Nel 2018 è stato avviato un programma per favorire l'accesso all'energia e all'acqua per le comunità locali e programmi di formazione in ambito agricolo. Inoltre sono state identificate iniziative in ambito sanitario.

83942/Bu3

Eni Exploration &amp; Production Annual Report 2018

## AMERICA

**Messico** Nel 2018 sono stati firmati i seguenti accordi: (i) lo scambio di quote di partecipazione di asset esplorativi con la società Lukoil. In particolare l'accordo prevede la cessione del 20% della quota Eni nelle licenze operate di Area 10 (Eni 100%) e Area 14 (Eni 50%) e l'acquisizione di una quota del 40% nell'Area 12 operata da Lukoil; (ii) la cessione di una quota del 35% nella licenza operata di Arca 1 (Eni 100%) con la società Qatar Petroleum.

Gli accordi definiti sono soggetti all'approvazione delle competenti Autorità del Paese.

Sono state assegnate ad Eni le licenze offshore Area 24 con una quota del 65% e Area 28 con una quota del 75%, entrambe operate.

Nel luglio 2018 è stato approvato dalle Autorità del Paese il piano per lo sviluppo delle tre scoperte di Amoca, Mitzón e Tecualli ubicate nell'Area 1. Lo sviluppo avverrà per fasi con la start-up in early production atteso nel 2019 attraverso l'installazione di una piattaforma e la realizzazione di facility di collegamento ad un impianto di trattamento onshore esistente, con una produzione attesa pari a 8 mila barili/giorno. La fase di sviluppo full field include l'installazione di tre ulteriori piattaforme e di una FPSO per incrementare la capacità produttiva fino a 90 mila barili/giorno nel 2021.

Nel corso dell'anno sono state implementate alcune iniziative di supporto alla comunità ed effettuati incontri con gli stakeholder locali in prossimità delle aree della licenza in via di sviluppo di Area 1. Inoltre è stato finalizzato il primo Local Development Plan, in accordo con le Autorità locali competenti, comprendente i futuri programmi a supporto delle comunità.

**Stati Uniti** Nell'agosto 2018 sono state acquisite 124 nuove licenze esplorative con una quota del 100%. Le licenze sono localizzate

nell'Eastern North Slope dell'Alaska, considerata un'area ad alto potenziale minerario, in prossimità di facility produttive esistenti.

Nel dicembre 2018 è stato firmato un accordo per l'acquisizione della quota del 70% e l'operatorship del campo in produzione di Daoguruk, di cui Eni deteneva il 30%. L'accordo è stato finalizzato nel 2019.

Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto Lucius Subsequent Development (Eni 8,5%). Il progetto prevede la perforazione e il completamento di tre pozzi produttivi sottomarini che saranno collegati alla piattaforma produttiva del giacimento in produzione Lucius e upgrading delle facility esistenti.

## INVESTIMENTI

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€7.901 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€6.506 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia, Libia, Nigeria, Congo e Iraq. 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 €869 milioni riguarda il bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione offshore di Lower Zakum e di Umm Shaif e Nasr e nella concessione offshore Ghasha negli Emirati Arabi Uniti.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (€463 milioni) hanno riguardato in particolare le attività negli Stati Uniti, Egitto, Messico, Emirati Arabi Uniti ed Indonesia.

Nel 2018 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €96 milioni (€83 milioni nel 2017). Sono state depositate 10 domande di brevetto.

## Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2018	2017	2016	(% 2018)	(% 2017)
<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>		<b>869</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>864</b>	..
Egitto				2		..
Africa Sub-Sahariana			5		(5)	..
Resto dell'Asia		869			869	..
<b>Esplorazione</b>		<b>463</b>	<b>442</b>	<b>417</b>	<b>21</b>	<b>4,8</b>
Italia		1	5		(4)	(80,0)
Resto d'Europa		52	186	11	(134)	(72,0)
Africa Settentrionale		20	55	42	(35)	(63,6)
Egitto		80	70	270	10	14,3
Africa Sub-Sahariana		22	25	30	(3)	(12,0)
Kazakhstan			3		(3)	(100,0)
Resto dell'Asia		140	20	57	120	
America		146	76	7	70	82,1
Australia e Oceania		2	2			
<b>Sviluppo</b>		<b>6.506</b>	<b>7.235</b>	<b>7.770</b>	<b>(730)</b>	<b>(10,1)</b>
Italia		380	260	407	120	46,7
Resto d'Europa		600	399	580	201	150,4
Africa Settentrionale		525	626	747	(101)	(16,1)
Egitto		2.205	3.030	1.700	(825)	(27,2)
Africa Sub-Sahariana		1.635	1.852	2.176	(217)	(11,7)
Kazakhstan		193	197	707	(4)	(8,0)
Resto dell'Asia		550	666	1.213	(116)	(17,4)
America		381	195	220	186	95,4
Australia e Oceania		37	11	10	26	..
Altro		63	56	65	7	12,5
<b>TOTALE</b>		<b>7.901</b>	<b>7.738</b>	<b>8.254</b>	<b>162</b>	<b>2,1</b>

ME



83942/566

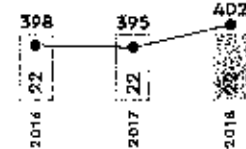
## GAS & POWER

### UTILE OPERATIVO ADJUSTED € milioni

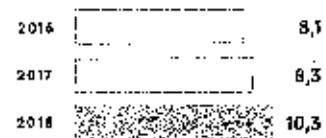


### EMISSIONI CENTRALI POWER

● Emissioni di GHG/energia elettrica eq. prodotta (gCO<sub>2</sub>eq/kWh<sub>eq</sub>)  
→ Energia elettrica prodotta (TWh)



### VENDITE GNL mld di metri cubi



## Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) si è attestato a 0,56 registrando un incremento del 51,4% rispetto all'anno precedente per effetto di maggiori eventi infortunistici (+2 infortuni) registrati tra i contractisti, parzialmente bilanciato dalla migliore performance tra i dipendenti.
- Le emissioni di GHG evidenziano un trend di miglioramento di circa il 2%, a seguito della diminuzione della produzioni di energia elettrica (-3,6% rispetto al 2017).
- Le emissioni di GHG/kWh<sub>eq</sub> riferite alla produzione di energia elettrica risultano in lieve aumento (+1,8% rispetto all'anno precedente) per effetto del maggior consumo di gas di raffineria in sostituzione del gas naturale presso la centrale di Ferrera Erbognone.
- Nel 2018 il settore Gas & Power ha conseguito l'utile operativo adjusted di €543 milioni, più che raddoppiato rispetto all'utile operativo del 2017, per effetto della complessiva ristrutturazione del settore in tutto lo linee di business, in particolare della crescita delle vendite di GNL, delle ottimizzazioni nel power e nella riduzione dei costi di logistica gas, supportati da uno scenario che ha consentito di valorizzare le flessibilità associate agli asset di portafoglio.
- Le vendite di gas nel mondo sono state di 76,71 miliardi di metri cubi, con una flessione del 5,1% rispetto al 2017 (-4,12 miliardi di metri cubi). In aumento del 4% le vendite in Italia (39,03 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di energia elettrica evidenziano una crescita del 5% (+1,74 TWh) rispetto al 2017. In aumento per effetto delle maggiori vendite alla borsa elettrica in Italia.
- Gli investimenti tecnici di €215 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e del business power.

## Impegni di acquisto del GNL

Nell'ambito della strategia di Eni volta al rafforzamento dell'integrazione con il business upstream, ottenuti dai partner della joint venture di Area

4 impegni d'acquisto di lungo termine del GNL. Per ulteriori dettagli si rinvia alla sezione "Mozambico" del settore Exploration & Production.



83942/515

ENI - ANDAMENTO OPERATIVO - FARMACIA &amp; SANITÀ - 2018

**Operazioni di acquisizione**

Nel mese di gennaio 2019, Eni attraverso la società controllata Eni gas e luce SpA, ha perfezionato l'acquisizione della quota di maggioranza di SEA SpA, energy service company operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica. Con questa acquisizione è confermata la strategia mirata al

rafforzamento della presenza Eni nel mercato dei servizi per l'efficienza energetica, attraverso l'ampliamento della propria offerta commerciale con soluzioni integrate e innovative, focalizzate principalmente sul segmento industriale e su quello dei condomini.

**Operazioni di distribuzione**

Completata la cessione delle attività di distribuzione gas in Ungheria con una rete di distribuzione di circa 33.700 km e 1,2 milioni di punti di riconsegna. Nel mese di luglio, in linea con il piano di razionalizzazione del portafoglio, è stato acquisito l'ulteriore 51%, arrivando a detenere il 100% della società, Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, fornitore di gas ed energia elettrica al mercato retail in Grecia, con circa 360 mila clienti.

Nel mese di marzo la consociata Adriaplin ha finalizzato l'acquisizione del 100% della società Mestni Plinovodi che gestiva l'attività di distribuzione e commercializzazione gas in 11 Comuni localizzati nell'area centro-settentrionale e nord-orientale della Slovenia. Nel corso del mese di maggio Mestni Plinovodi è stata incorporata in Adriaplin per rendere pienamente operative le sinergie tra le due società.

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 9,2 milioni di clienti retail 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 ancora in calo nel 2018 (-3% e -2% i consumi nazionali e nell'Unione Europea

rispetto al 2017, rispettivamente) e caratterizzata dalla 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 pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mercato (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

## GAS NATURALE

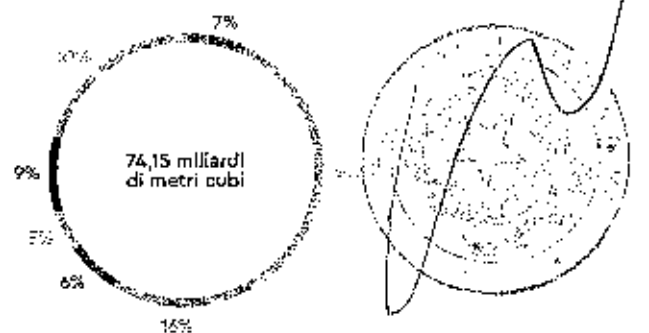
### APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 74,15 miliardi di metri cubi in riduzione di 4,13 miliardi di metri cubi, pari al -5,3%, rispetto al 2017.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (68,82 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), impartati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 93% del totale, sono diminuiti rispetto al 2017 (-4,41 miliardi di metri cubi; -6%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Russia (-1,85 miliardi di metri cubi), nei Paesi Bassi (-1,25 miliardi di metri cubi), in Algeria (-1,18 miliardi di metri cubi) e in Norvegia (-0,73 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Indonesia (+2,32 miliardi di metri cubi) per maggiori disponibilità di gas da produzione upstream e in Qatar (-0,20 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,33 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 5,5% rispetto al periodo di confronto per effetto delle maggiori forniture equity.

### APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

● Italia ● Russia ● Algeria ● L'ibia ● Paesi Bassi  
● Norvegia ● Altri



83942/546

## Approvvigionamenti di gas naturale

	[miliardi di metri cubi]				
<b>ITALIA</b>	<b>5,33</b>	<b>5,05</b>	<b>6,00</b>	<b>0,28</b>	<b>5,5</b>
Russia	26,24	28,09	27,99	(2,85)	(6,6)
Algeria (incluso il GNL)	12,02	13,18	12,90	(2,16)	(8,8)
Libia	4,95	4,78	4,87	(0,21)	(4,4)
Paesi Bassi	3,95	5,20	9,60	(1,75)	(24,0)
Norvegia	6,75	7,48	8,18	(0,73)	(9,8)
Regno Unito	2,21	2,30	2,08	(0,15)	(5,4)
Indonesia (GNL)	3,06	0,74		2,32	-
Qatar (GNL)	2,58	2,35	3,28	0,20	8,5
Altri acquisti di gas naturale	5,52	6,75	5,83	(1,23)	(15,2)
Altri acquisti di GNL	1,96	2,31	1,91	(0,35)	(15,2)
<b>ESTERO</b>	<b>68,82</b>	<b>73,23</b>	<b>76,64</b>	<b>(4,41)</b>	<b>(6,0)</b>
<b>TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>	<b>74,15</b>	<b>78,28</b>	<b>82,64</b>	<b>(4,13)</b>	<b>(5,3)</b>
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,00	0,31	1,40	(0,23)	(74,2)
Perdite dirette, differenze di misura ed altre variazioni	(0,18)	(0,45)	(0,21)	0,27	69,0
<b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>	<b>74,05</b>	<b>78,14</b>	<b>83,83</b>	<b>(4,09)</b>	<b>(5,2)</b>
Disponibilità per la vendita delle società collegate	2,66	2,69	2,48	(0,03)	(5,1)
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>	<b>76,71</b>	<b>80,83</b>	<b>86,31</b>	<b>(4,12)</b>	<b>(5,1)</b>

Nel 2018 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (3,9 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,6 miliardi di metri cubi); (iii) dell'Indonesia (1,6 miliardi di metri cubi); (iv) dei giacimenti libici (1,4 miliardi di metri cubi); (v) degli Stati Uniti (0,3 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas equity sono stati di circa 5,9 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 13% del totale delle disponibilità per la vendita.

## VENDITE DI GAS NATURALE

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dalla riduzione della domanda di gas, le vendite di gas naturale di 76,71 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 4,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2017, pari al -5,1%.

## Vendite di gas per entità

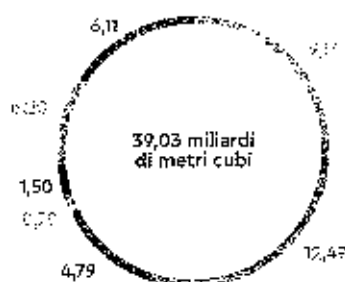
	[miliardi di metri cubi]				
<b>Vendite delle società consolidate</b>	<b>73,70</b>	<b>77,52</b>	<b>83,34</b>	<b>(3,82)</b>	<b>(4,9)</b>
Italia (inclusi autoconsumi)	39,03	37,43	38,40	1,60	4,3
Resto d'Europa	27,58	36,10	40,52	(8,52)	(23,6)
Extra Europa	7,09	3,99	4,39	1,10	77,7
<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>	<b>3,01</b>	<b>3,31</b>	<b>2,97</b>	<b>(0,30)</b>	<b>(9,4)</b>
Resto d'Europa	1,84	2,13	1,91	(0,28)	(13,6)
Extra Europa	1,17	1,18	1,06	(0,01)	(0,8)
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>76,71</b>	<b>80,83</b>	<b>86,31</b>	<b>(4,12)</b>	<b>(5,1)</b>

In aumento del 4,3% le vendite in Italia a 39,03 miliardi di metri cubi, principalmente per effetto delle maggiori vendite all'hub e al settore grossisti e industriale, in parte compensati dai minori volumi commercializzati al settore termoelettrico e residenziale. In calo i ritiri degli importatori in Italia (3,42 miliardi di metri cubi; -12,1% rispetto al 2017) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 26 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 24,3% (-9,34 miliardi di metri cubi) rispetto al 2017. In aumento del 59,8% le vendite nei mercati extra europei (+3,09 miliardi di metri cubi) a seguito delle maggiori vendite di GNL in Giappone, Pakistan, Cina e Taiwan parzialmente compensate dai minori volumi commercializzati in Corea del Sud ed India.

## VENDITE GAS ITALIA

+ Grossisti      ● PSV e borsa      ● Industriali      ✖ PMI e terziario  
 ● Termoelettrici      ✖ Residenziali      ● Autoconsumi





83942/567

Eni - RENDICONTO FINANZIARIO ANNUALE 2018

## Vendite di gas per mercato

	(miliardi di metri cubi)				
	2018	2017	2016	Var. 18/17	Var. 17/16
<b>ITALIA</b>	<b>39,03</b>	<b>37,43</b>	<b>38,43</b>	<b>1,60</b>	<b>4,3</b>
Grossisti	9,15	8,36	7,93	0,79	9,4
PSV e borsa	12,49	10,81	12,98	1,68	15,5
Industriali	4,79	4,42	4,54	0,37	8,4
PMI e terziario	0,79	0,93	1,72	(0,14)	(15,1)
Termoelettrici	1,50	2,22	0,77	(0,72)	(32,4)
Residenziali	4,20	4,51	4,39	(0,31)	(6,9)
Auraconsumi	6,11	6,18	6,10	(0,07)	(1,1)
<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>	<b>37,68</b>	<b>43,40</b>	<b>47,89</b>	<b>(5,72)</b>	<b>(13,2)</b>
Resto d'Europa	28,42	36,23	42,43	(8,81)	(23,0)
Impartatori in Italia	3,42	3,89	4,37	(0,47)	(12,1)
Mercati europei:					
Penisola Iberica	4,65	5,06	5,28	(0,41)	(8,1)
Germania/Austria	1,89	6,95	7,81	(5,12)	(23,7)
Benelux	5,29	5,06	7,03	0,23	4,5
Ungheria			0,83		
Regno Unito	2,22	2,21	2,01	0,01	0,5
Turchia	6,53	8,03	6,55	(1,50)	(10,7)
Francia	4,95	6,39	7,42	(1,43)	(22,4)
Altro	0,53	0,65	1,03	(0,12)	(18,5)
Mercati extra europei	8,26	5,17	5,45	3,09	59,6
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>76,71</b>	<b>80,83</b>	<b>86,31</b>	<b>(4,12)</b>	<b>(5,1)</b>

## GNL

	(miliardi di metri cubi)				
	2018	2017	2016	Var. 18/17	Var. 17/16
Europa	4,7	5,2	5,2	(0,5)	(9,6)
Extra Europa	5,6	3,1	2,9	2,5	80,6
<b>TOTALE VENDITE GNL</b>	<b>10,3</b>	<b>8,3</b>	<b>8,1</b>	<b>2,0</b>	<b>24,1</b>

Le vendite di GNL (10,3 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 24,1% rispetto al 2017 e hanno riguardato prin-

cipalmente il GNL proveniente dall'Indonesia, Qatar, Nigeria, Oman ed Algeria e commercializzato in Europa, Cina, Giappone, Pakistan e Taiwan.

## ENERGIA ELETTRICA

## Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2018, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt. Nel 2018, la produzione di energia termoelettrica è stata di 21,62 TWh, in diminuzione di 0,8 TWh rispetto al 2017, pari al -3,6%.

A completamento della produzione, Eni ha acquistato 15,45 TWh di energia elettrica (+19,7% rispetto al 2017) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

## Vendite di energia elettrica

Le vendite di energia elettrica (32,07 TWh) in aumento del 4,9% rispetto al 2017 sono state destinate ai clienti del mercato libero (70%), borsa elettrica (19%), siti industriali (10%) e altro (1%).

La riduzione di 0,82 TWh nel mercato libero pari a -2,3%, è riconducibile alle minori vendite ai clienti large (-2,38 TWh), al middle market (-1,45 TWh) e alle PMI (-0,20 TWh), in parte bilanciate dall'aumento dei volumi destinati al segmento grossisti (+3,39 TWh).

	2018	2017	2016	Var. 18/17	Var. 17/16	
Acquisti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	4.300	4.355	4.334	(59)	(1,4)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	356	397	360	(36)	(9,2)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	21,62	22,42	21,78	(0,80)	(3,6)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	2.919	2.551	2.974	368	4,9

83942/548

## DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2018	2017	2016	Var. abs.	Var. %
Produzione di energia elettrica		21,62	22,42	21,76	(0,80)	(3,6)
Acquisti di energia elettrica <sup>(a)</sup>		15,45	12,91	15,27	2,54	19,7
<b>Disponibilità</b>		<b>37,07</b>	<b>35,33</b>	<b>37,03</b>	<b>1,74</b>	<b>4,9</b>
Mercato libero		25,91	26,53	27,49	(0,62)	(2,3)
Borsa elettrica		7,17	5,21	5,64	1,96	37,6
Siti		3,49	3,01	3,11	0,48	15,9
Altro <sup>(a)</sup>		0,50	0,58	0,91	(0,09)	(13,8)
<b>Vendite di energia elettrica</b>		<b>37,07</b>	<b>35,33</b>	<b>37,03</b>	<b>1,74</b>	<b>4,9</b>

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

## INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2018 gli investimenti tecnici di €215 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€161 milioni) e le iniziative di mantenimento, di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€46 milioni).

## Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. abs.	Var. %
<b>Mercato</b>		<b>207</b>	<b>138</b>	<b>110</b>	<b>69</b>	<b>50,0</b>
Mercato		161	102	69	59	57,8
Italia		93	63	32	30	47,6
Estero		68	39	37	29	74,4
Generazione elettrica		46	35	41	10	27,8
Trasporto internazionale		0	4	10	4	100,0
<b>Totale investimenti</b>		<b>215</b>	<b>142</b>	<b>120</b>	<b>73</b>	<b>51,4</b>
di cui:						
Italia		139	99	73	40	40,4
Estero		76	43	47	33	76,7

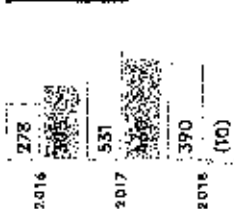
83942/549

# REFINING & MARKETING E CHIMICA

## UTILE OPERATIVO ADJUSTED

€ milioni

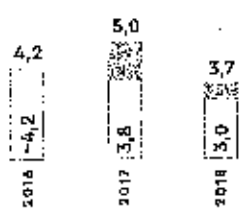
◊ Utile operativo adjusted Refining & Marketing  
◊ Utile operativo adjusted Chimica



## MARGINE DI RAFFINAZIONE DI BREAKEVEN E SERM

\$/barile

◊ Margine di raffinazione di breakeven  
◊ Standard Eni Refining Margin (SERM)



## EMISSIONI GHG/LAVORAZIONI DI GREGGIO E SEMILAVORATI

tonnellate CO<sub>2</sub>eq/kt



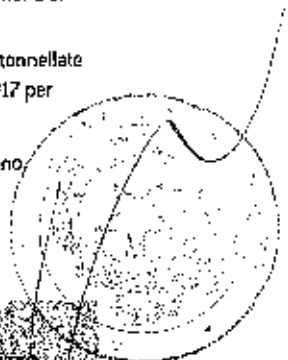
*Handwritten notes:*  
Eni  
2018  
256

## Performance dell'anno

- ◊ Nel 2018 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (FRIR) della forza lavoro totale conferma l'impegno di Eni nel rispetto delle linee guida in materia di salute e sicurezza, registrando un miglioramento del 9,7% rispetto al 2017 con il contributo sia dei dipendenti che dei contrattisti (rispettivamente -12,5% e -10,1%).
- ◊ Le emissioni di GHG hanno registrato un aumento del 4,7% in termini assoluti per effetto degli incrementi produttivi.
- ◊ Gli interventi di efficienza energetica hanno contribuito alla riduzione del 2,1% del rapporto tra emissioni e lavorazioni.
- ◊ Nel 2018 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €380 milioni, che rappresenta un peggioramento di €611 milioni rispetto al 2017 (-62%). Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €390 milioni, con una riduzione del 27% in linea con l'andamento sfavorevole dello scenario di raffinazione (SERM -26%). Tale risultato ha subito anche un maggior impatto delle fermate, attenuato dalla positiva performance del marketing per effetto delle politiche commerciali. Il business della Chimica è stato penalizzato dalla crescita del prezzo della virgin nafta nei primi dieci mesi dell'anno e dalla forte contrazione delle quotazioni del polietilene nel quarto trimestre, conseguendo una perdita operativa adjusted di €10 milioni rispetto al 2017 che chiudeva con un utile di €460 milioni.
- ◊ Il margine di raffinazione di breakeven allo scenario cambio e

differenziali oil di budget è di 3 \$/barile in linea con la guidance.

- ◊ Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2018 sono state di 23,23 milioni di tonnellate, in riduzione del 3,3% rispetto al periodo di confronto, per effetto delle minori lavorazioni presso la raffineria di Taranto (compensate da maggiori lavorazioni conto terzi), delle fermate manutentive a Milazzo e dell'evento occorso nel mese di settembre presso la raffineria di Bayernoil. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dalle migliori performance di Sannazzaro e di Livorno, quest'ultima penalizzata nel 2017 dal fermo impianti per forza maggiore.
- ◊ In crescita i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,25 milioni di tonnellate; +4,2% rispetto al 2017).
- ◊ Le vendite sulla rete in Italia (5,91 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2017 (-1,7%).
- ◊ Le vendite rete nel resto d'Europa (2,48 milioni di tonnellate) registrano un calo del 2% rispetto al 2017 essenzialmente in Germania, a seguito dell'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.
- ◊ Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,94 milioni di tonnellate hanno evidenziato una crescita del 5,3% rispetto al 2017 per maggiori vendite di intermedi.
- ◊ Gli investimenti tecnici del settore di €877 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione.



*Handwritten signature:* Me



83942/550

## Acquisizione di nuova capacità di raffinazione in Medio Oriente

Nel gennaio 2019 firmato uno share purchase agreement con Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) per l'acquisizione della quota del 20% della società ADNOC Refining, che si colloca tra le prime al mondo per capacità di raffinazione (complessiva oltre 900 mboe/giorno). Inoltre l'accordo prevede la costituzione di una joint venture tra Eni, Österreichische Mineralölverwaltung (OMV) e ADNOC dedicata alla commercializzazione dei prodotti petroliferi che sarà costituita con la partecipazione di Eni al 20%, ADNOC 65% e OMV 15%. Il corrispettivo dell'operazione è pari a circa \$3,3 miliardi, al netto del debito e sarà soggetto ad aggiustamenti contrattuali al closing.

Il completamento dell'acquisizione è subordinato all'autorizzazione delle autorità competenti. L'operazione è in linea con la strategia Eni di diversificazione del proprio posizionamento geografico e di integrazione di tutta la catena del valore.

Eni, attraverso le competenze maturate, fornirà il proprio supporto allo sviluppo tecnologico delle tre raffinerie operate da ADNOC Refining, situate nelle aree di Ruwais e Abu Dhabi. L'operazione, una delle più rilevanti mai condotte nel settore della raffinazione, permette un incremento della capacità di raffinazione Eni del 35% e di conseguire nel lungo termine un margine di breakeven di 1,5 \$/barile.

## Accordi a sostegno dell'economia circolare

Nell'ambito dell'impegno Eni nell'economia circolare sono stati sottoscritti diversi accordi con alcuni comuni italiani, Città del Vaticano e società multiutility che operano nei settori dello smaltimento dei rifiuti e trasporto pubblico locale (a Taranto, Torino, Venezia, Roma e comuni dell'Emilia Romagna) per la valorizzazione dei rifiuti civili organici e non, attraverso la trasformazione in risorse energetiche, quali biocarburanti. Tali accordi hanno l'obiettivo di

promuovere l'uso di Eni Diesel + nell'ambito del trasporto pubblico, per consentire la riduzione delle emissioni inquinanti grazie al 15% di componente rinnovabile e di creare reti per la raccolta di materie prime non edibili, quali oli alimentari esausti e altri rifiuti di origine biologica, da trasformare in biocarburante nelle bioraffinerie Eni di Venezia e Gela, quest'ultima a partire dal 2019.

## Sviluppo della chimica verde

Continua l'impegno di Eni nello sviluppo della chimica da fonti rinnovabili, attraverso l'acquisizione conclusa a fine anno del ramo di azienda relativo alla chimica verde del Gruppo Mossi & Ghisolfi. I nuovi asset consentiranno in particolare la valorizzazione delle biomasse. Le attività di sviluppo prevedono inoltre il rilancio

del licensing internazionale di una tecnologia proprietaria per la produzione di bioetanolo di seconda generazione in grado di rispondere alla crescente domanda e ai requisiti di sostenibilità previsti per i biocarburanti.

## Partnership

Firmata partnership fra Versalis e produttori italiani per la costituzione di una filiera dedicata al riciclo dell'erba sintetica dei campi sportivi. Firmato accordo tra Versalis e SABIC, azienda attiva nel campo della

reattoristica, per lo sviluppo di una tecnologia innovativa in grado di convertire il gas naturale in gas di sintesi, per produrre combustibili a elevato valore e prodotti chimici (come il metanolo).

## Nuova unità elastomeri

Avviato a settembre il nuovo impianto di Ferrara per la produzione di prodotti di alta gamma destinati, in particolare, all'industria automobilistica. Il progetto, che consolida la presenza di Eni

sul territorio, consentirà di incrementare la capacità produttiva complessiva, di rinnovare il portafoglio prodotti elastomeri e aumentare l'occupazione.

## Sviluppo internazionale della chimica

Nell'ambito dell'impegno di Eni nello sviluppo internazionale della chimica è stato sottoscritto un accordo con Mazru Energy Service, società leader nel settore dei servizi per l'industria Oil & Gas nel Medio Oriente, per la costituzione di una

joint venture per la commercializzazione di chemicals innovativi. L'accordo consentirà di valorizzare il know-how e le tecnologie proprietarie di Versalis e di competere con i maggiori player del mercato.

83942/55A

Eni Refining &amp; Marketing - Periodo 2018

## REFINING &amp; MARKETING

APPROVVIGIONAMENTO  
E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2018 sono state acquistate 22,62 milioni di tonnellate di petrolio (24,28 milioni di tonnellate nel 2017) di cui 4,14 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 10,01 milioni di tonnellate sul

mercato spot e 8,47 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 36% dal Medio Oriente, 18% dalla Russia, 14% dall'Italia, 13% Asia Centrale, 10% dall'Africa Settentrionale, 3% dall'Africa Occidentale, 2% dal Mare del Nord e 4% da altre aree.

## Acquisti

	(milioni di tonnellate)		2018	2017	2016	Var. abs.	Var. %
Greggi equity	4,14	3,52	3,43	0,63	17,9		
Altri greggi	18,48	20,77	18,92	(2,25)	(11,0)		
<b>Totale acquisti di greggi</b>	<b>22,62</b>	<b>24,28</b>	<b>23,35</b>	<b>(1,66)</b>	<b>(6,8)</b>		
Acquisti di semilavorati	0,65	0,96	1,35	(0,31)	(32,3)		
Acquisti di prodotti	11,55	10,92	11,20	0,63	5,8		
<b>TOTALE ACQUISTI</b>	<b>34,82</b>	<b>36,16</b>	<b>35,90</b>	<b>(1,34)</b>	<b>(3,7)</b>		
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,34)	(0,37)	(0,01)	(2,9)		
Altre variazioni <sup>(a)</sup>	(1,27)	(1,26)	(1,92)	0,69	27,8		
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ</b>	<b>33,20</b>	<b>34,06</b>	<b>33,61</b>	<b>(0,86)</b>	<b>(2,5)</b>		

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

## RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2018 sono state di 23,23 milioni di tonnellate, in riduzione del 3,3% rispetto al periodo di confronto, per effetto delle minori lavorazioni presso la raffineria di Taranto (compensate da maggiori lavorazioni conto terzi), delle fermate manutentive a Milazzo e dell'evento occorso nel mese di settembre presso la raffineria di Bayernoil. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dalle migliori performance di Sannazzaro e di Livorno, quest'ultima penalizzata nel 2017 dal fermo impianti per forza maggiore. In Italia la diminuzione dei volumi processati (-2,2%) riflette principalmente i fenomeni citati. In aumento del 4,2% rispetto al 2017 i volumi di

green feedstock processati presso la Raffineria di Venezia.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,55 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 320 mila tonnellate (-11,1% a causa dell'evento occorso nel mese di settembre presso la raffineria di Bayernoil). Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 16,78 milioni di tonnellate, in aumento del 4,7% (pari a 0,75 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 92%. Il 18,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2017 (15,2%).

## Disponibilità di prodotti petroliferi

	(milioni di tonnellate)		2018	2017	2016	Var. abs.	Var. %
<b>ITALIA</b>							
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	16,78	16,03	17,37	0,75	4,7		
Lavorazioni in conto terzi	(1,03)	(0,34)	(0,27)	(0,69)	-		
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,93	5,46	4,51	(0,53)	(9,7)		
<b>Lavorazioni in conto proprio</b>	<b>20,68</b>	<b>21,15</b>	<b>21,61</b>	<b>(0,47)</b>	<b>(2,2)</b>		
Consumi e perdite	(1,38)	(1,36)	(1,53)	(0,02)	(1,5)		
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>	<b>19,30</b>	<b>19,79</b>	<b>20,08</b>	<b>(0,48)</b>	<b>(2,5)</b>		
Acquisti prodotti finiti a variazioni scorte	7,50	6,74	5,28	0,76	11,3		
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,54)	(0,46)	(0,39)	(0,08)	(12,4)		
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,35)	(0,34)	(0,37)	(0,01)	(2,9)		
<b>Prodotti venduti</b>	<b>25,91</b>	<b>25,73</b>	<b>25,60</b>	<b>0,18</b>	<b>0,7</b>		
<b>Totale lavorazioni Green</b>	<b>0,25</b>	<b>0,24</b>	<b>0,21</b>	<b>0,01</b>	<b>3,2</b>		
<b>ESTERO</b>							
Lavorazioni in conto proprio	2,55	2,87	2,91	(0,32)	(11,1)		
Consumi e perdite	(0,20)	(0,22)	(0,22)	0,02	9,1		
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>	<b>2,35</b>	<b>2,65</b>	<b>2,69</b>	<b>(0,30)</b>	<b>(12,3)</b>		
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	4,12	4,36	4,72	(0,24)	(5,5)		
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,54	0,46	0,40	0,08	27,4		
<b>Prodotti venduti</b>	<b>7,01</b>	<b>7,47</b>	<b>7,81</b>	<b>(0,46)</b>	<b>(6,2)</b>		
<b>Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero</b>	<b>23,23</b>	<b>24,02</b>	<b>24,52</b>	<b>(0,78)</b>	<b>(3,3)</b>		
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	4,14	3,52	3,43	0,63	17,9		
<b>Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero</b>	<b>32,92</b>	<b>33,20</b>	<b>33,41</b>	<b>(0,28)</b>	<b>(0,8)</b>		
Vendite di greggi	0,28	0,85	0,20	(0,58)	(67,4)		
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>33,20</b>	<b>34,06</b>	<b>33,61</b>	<b>(0,86)</b>	<b>(2,5)</b>		

83942/552

**DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI**

Le vendite di prodotti petroliferi (32,92 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,26 milioni di tonnellate rispetto al 2017, con una di-

minuzione pari a circa l'1%, per effetto principalmente delle minori vendite rete ed extrarete 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)	2018	2017	2016	Var. abs.	Var. %
Rete		5,91	6,01	5,93	(0,10)	(1,7)
Extrarete		7,54	7,64	6,16	(0,10)	(1,3)
Petrochimica		0,96	0,96	1,02	0,10	11,6
Altre vendite		11,50	11,22	10,49	0,28	2,5
<b>Vendite in Italia</b>		<b>25,91</b>	<b>25,73</b>	<b>25,60</b>	<b>0,18</b>	<b>0,7</b>
Rete Resto d'Europa		2,48	2,53	2,66	(0,05)	(2,0)
Extrarete Resto d'Europa		2,02	3,03	3,18	(0,21)	(6,9)
Extrarete mercati extra europei		0,47	0,45	0,43	0,02	4,4
Altre vendite		1,24	1,46	1,54	(0,22)	(15,1)
<b>Vendite all'estero</b>		<b>7,01</b>	<b>7,47</b>	<b>7,81</b>	<b>(0,45)</b>	<b>(6,2)</b>
<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>		<b>32,92</b>	<b>33,20</b>	<b>33,41</b>	<b>(0,28)</b>	<b>(0,8)</b>

**Vendite rete Italia**

Le vendite sulla rete in Italia (5,91 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2017 (100 mila tonnellate, -1,7%). L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.589 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2017. La quota di mercato media del 2018 è del 24%, in lieve diminuzione rispetto al 2017 (24,3%). Al 31 dicembre 2018 la rete di distribuzione in Italia è costituita da

4.223 stazioni di servizio con una riduzione di 87 unità rispetto al 31 dicembre 2017 (4.310 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (74 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (10 unità) e della riduzione delle concessioni autostradali al netto delle nuove aperture (3 unità).

**Vendite per prodotto/canale**

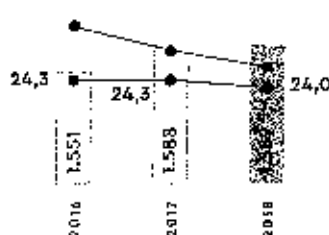
	(milioni di tonnellate)	2018	2017	2016	Var. abs.	Var. %
<b>Italia</b>		<b>13,45</b>	<b>13,65</b>	<b>14,09</b>	<b>(0,20)</b>	<b>(1,5)</b>
<b>Vendite rete</b>		<b>5,91</b>	<b>6,01</b>	<b>5,93</b>	<b>(0,10)</b>	<b>(1,7)</b>
Benzina		1,46	1,51	1,53	(0,05)	(3,3)
Gasolio		4,03	4,08	3,99	(0,05)	(1,2)
GPL		0,39	0,38	0,36		
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04		
<b>Vendite extrarete</b>		<b>7,54</b>	<b>7,64</b>	<b>6,16</b>	<b>(0,10)</b>	<b>(1,3)</b>
Gasolio		3,25	3,36	3,70	(0,11)	(3,3)
Oli combustibili		0,07	0,08	0,14	(0,01)	(12,5)
GPL		0,20	0,21	0,22	(0,01)	(4,8)
Benzina		0,44	0,44	0,49		
Lubrificanti		0,09	0,08	0,08		
Bunker		0,80	0,85	1,01	(0,05)	(5,9)
Jet fuel		1,98	1,96	1,82	0,02	1,0
Altri prodotti		0,22	0,66	0,70	0,06	9,1
<b>Estero (rete + extrarete)</b>		<b>5,77</b>	<b>6,01</b>	<b>6,27</b>	<b>(0,24)</b>	<b>(4,0)</b>
Benzina		1,30	1,21	1,27	0,09	7,4
Gasolio		3,16	3,29	3,44	(0,13)	(4,0)
Jet fuel		0,33	0,50	0,62	(0,17)	(34,0)
Oli combustibili		0,14	0,13	0,13	0,01	7,7
Lubrificanti		0,09	0,10	0,10	(0,01)	(10,0)
GPL		0,50	0,51	0,49	(0,01)	(2,0)
Altri prodotti		0,25	0,27	0,22	(0,02)	(7,4)
<b>TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE</b>		<b>18,22</b>	<b>19,66</b>	<b>20,36</b>	<b>(0,44)</b>	<b>(2,2)</b>

83942 / 653

Eni Refining &amp; Marketing Annual Report 2018

## CONSUMI E QUOTA DI MERCATO ITALIA

● Quota mercato rete (%)      ▲ Erogato medio (migliaia di litri)  
 ● Consumi nazionali



## Vendite rete resto d'Europa

Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 2,48 milioni di tonnellate hanno registrato una lieve riduzione del 2% rispetto al periodo di confronto, essenzialmente in Germania per l'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.

Al 31 dicembre 2018 la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.225 stazioni di servizio, con un numero di distributori in diminuzione di 9 unità rispetto al 31 dicembre 2017 principalmente in Germania. L'erogato medio (2.391 mila litri) è diminuito di 49 mila litri rispetto al 2017 (2.440 mila litri).

## Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 7,54 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2017, le minori vendite di gasolio sono compensate dai maggiori volumi commercializzati di altri prodotti.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 2,82 milioni di tonnellate, sono diminuite del 6,9% rispetto al 2017 per effetto dei minori volumi venduti in Germania e Francia, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Spagna. Le vendite al settore Petrochimica (0,96 milioni di tonnellate) sono in aumento dell'11,6%. Le altre vendite in Italia e all'estero (12,74 milioni di tonnellate) sono in leggero aumento (+0,06 milioni di tonnellate) per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

## CHIMICA

## Disponibilità e vendite di prodotti

	(migliaia di tonnellate)				
Intermedi	7.130	6.595	6.590	535	3,1
Polimeri	2.353	2.260	2.228	(7)	(0,3)
<b>Produzioni</b>	<b>9.483</b>	<b>8.855</b>	<b>8.809</b>	<b>528</b>	<b>5,9</b>
Consumi e perdite	(5.085)	(4.568)	(4.917)	(518)	(12,4)
Acquisti e variazioni rimanenze	540	257	353	283	110,1
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ</b>	<b>4.938</b>	<b>4.646</b>	<b>4.745</b>	<b>292</b>	<b>6,3</b>
Intermedi	3.087	2.745	2.956	335	12,3
Polimeri	1.851	1.898	1.789	(47)	(2,5)
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>4.938</b>	<b>4.646</b>	<b>4.745</b>	<b>292</b>	<b>6,3</b>

Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.938 mila tonnellate sono aumentate rispetto al 2017 (+292 mila tonnellate, pari al 6,3%). Gli incrementi più significativi sono stati registrati nelle olefine (+14,8%) e nei derivati (+21,4%), parzialmente compensati dalle minori vendite del polietilene (-6,3%) e degli elastomeri (-3,2%).

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono aumentati complessivamente del 7,1% rispetto al 2017, con le olefine e gli aromatici in aumento rispettivamente del 10,9% e del 4,2%. Nel business polimeri si è invece registrata una flessione del 2,4% rispetto al 2017.

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 9.483 mila tonnellate sono aumentate di 528 mila tonnellate (+5,9%) per effetto principalmente delle maggiori produzioni del business degli intermedi (+8,1%) in particolare nei derivati (+17,6%); le produzioni di polimeri sono sostanzialmente stabili nonostante il miglioramento degli stirenici (+8,3%).

I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Porto Marghera (+22,9%) per il recupero della capacità produttiva a seguito della fermata avvenuta nel 2017, e nei siti di Százhalombatta, Martova e Piolo. In calo la produzione presso i siti di Ferrara, Brin-

disi e Oberhausen per fermate non programmate nel corso del 2018. La capacità produttiva nominale è in linea con il 2017, il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 76,2% superiore al 2017 (72,8%).

## ANDAMENTO PER BUSINESS

## Intermedi

I ricavi degli intermedi (€2.401 milioni) sono aumentati del 20,8% (+€413 milioni rispetto al 2017) per effetto dell'incremento delle quotazioni dei prodotti petroliferi che sono riflesse nei prezzi medi unitari dei principali prodotti della business unit. Le vendite sono aumentate del 12,3%, in particolare l'etilene (+30,3%) e i derivati (+20,4%) per maggiore disponibilità di prodotto a seguito di fermate nel 2017. I prezzi medi unitari di vendita sono aumentati complessivamente del 7,1%, in particolare nelle olefine (+10,9%) e aromatici (+4,1%); in diminuzione i derivati (-9,3%). Le produzioni di intermedi (7.130 migliaia di tonnellate) sono aumentate dell'8,1% rispetto al 2017. Si registrano incrementi nei derivati (17,6%), negli aromatici (18,3%) e nelle olefine (+7%).



83942/554

**Polimeri**

I ricavi dei polimeri (€2.589 milioni) sono diminuiti del 5,2% (-€141 milioni rispetto al 2017) per effetto dei minori volumi di vendita (-2,5%) nonché della diminuzione dei prezzi medi unitari (-2,4%).

Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei volumi venduti (+5,8%) per maggiore disponibilità di prodotto; in leggero calo i prezzi di vendita (-1,4%).

In diminuzione i volumi di vendita del polietilene (-6,4%) a causa dell'oversupply e la pressione competitiva da parte di flussi più economici provenienti da Medio Oriente e USA; si rileva una riduzione dei prezzi medi (-3,9%).

Il decremento dei volumi venduti di elastomeri è attribuibile alla riduzione nelle vendite di gomme SBR (-3,6%), di gomma speciali EPDM (-5,7%) e lattici (-16,9%); in aumento i volumi di gomme termoplastiche (+2,5%) e di BR (+1,2%).

L'aumento dei volumi venduti degli stirenici (+5,8%) è attribuibile principalmente alle maggiori vendite di stirene (+21,1%), di polistirolo compatto (+8,2%) e di polistirolo espandibile (+5,3%); minori vendite di ABS/SAN (-16%).

Complessivamente in diminuzione i volumi venduti del business polietilene (-6,4%) con minori vendite di EVA (-16,1%), LDPE (-8,6%) e di LLDPE (-5,1%); mentre sono in aumento i volumi di HDPE (+2,2%).

(e produzioni di polimeri (2.353 migliaia di tonnellate) sono allineate al 2017 nonostante le minori produzioni di polietilene (-7,3%) ed elastomeri (-2,7%). Nel business stirenici si rilevano maggiori produzioni di stirene (-12,1%) e di HIPS (+11,7%).

**INVESTIMENTI TECNICI**

Gli investimenti tecnici del settore di €877 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€587 milioni), finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione in green 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 (€139 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa; (iii) nell'ambito della Chimica, interventi di potenziamento (€52 milioni), mantenimento (€32 milioni), in materia di salute, sicurezza e ambiente (€26 milioni), nonché interventi di manutenzione (€71 milioni).

La spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing e Chimica è stata di circa €44 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 20 domande di brevetto.

**Investimenti tecnici**

	[€ milioni]				
Refining	587	365	298	192	48,6
Marketing	139	131	123	8	6,1
	<b>726</b>	<b>526</b>	<b>421</b>	<b>200</b>	<b>38,0</b>
Chimica	151	203	243	(52)	(25,6)
<b>TOTALE</b>	<b>877</b>	<b>729</b>	<b>664</b>	<b>148</b>	<b>20,3</b>

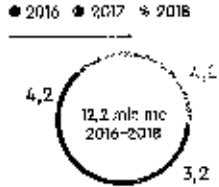


83942/535

# CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

## ACQUA DI FALDA TRATTATA DA TAF E RIUTILIZZATA/REINFIETATA

mln di metri cubi



## INNOVAZIONE TECNOLOGICA

- Domande di primo deposito brevettuale (numero)
- Spese in R&D (€ milioni)



## RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

€ milioni

2016	1.343
2017	1.462
2018	1.589

*[Handwritten signature]*

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, Eni Servizi, Eni Corporate University, AGI ed altre società minori) che si occupano di tesoreria, finanza, servizi generali e di supporto al business; (ii) "Altre attività" comprende i risultati della società controllata Syndial Servizi Ambientali SpA, impegnata negli interventi di bonifica, ripristino ambientale e messa in sicurezza di siti industriali chiusi, dismessi o ristrutturati, gestiti in passato da controllate Eni, nonché il business Energy Solutions che si occupa di sviluppare il business dell'energia da fonti rinnovabili.

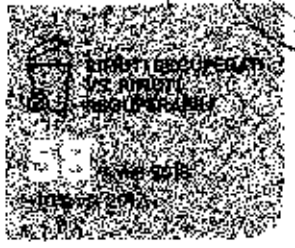
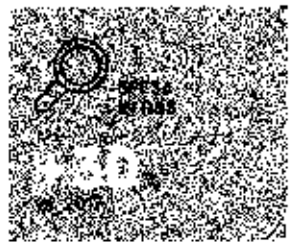
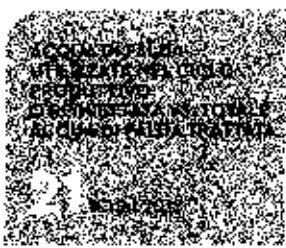
*[Handwritten signature]*

## Performance ambientali

- Nel 2018 l'acqua di falda trattata (TAF) e riutilizzata nel ciclo produttivo è aumentata del 17%. Il risultato conferma l'impegno di Eni nell'aumentare 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 in sostituzione di acqua dolce e nella diminuzione dell'intensità idrica delle attività.
- Nel 2018, la potenza elettrica installata da fotovoltaico è pari a 39,6 MW.
- Nel 2018 il settore Corporate e altre attività ha registrato un aumento di circa 5% 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 €143 milioni hanno riguardato essenzialmente lo sviluppo di progetti rinnovabili, economia circolare e digitalizzazione.
- Nel 2018 la spesa di Ricerca e Sviluppo è stata pari a €57 milioni (€44 milioni nel 2017). Sono state depositate 13 domande di brevetto.
- Nel corso del 2018 la quota di rifiuti recuperati/riciclati è aumentata rispetto al 2017, arrivando a circa il 40% dei rifiuti totali smaltiti.

*[Handwritten signature]*



*[Handwritten signature]*



83942/556

## Principali attività dell'anno

**Italia** Prosegue l'impegno di Eni nello sviluppo di progetti rinnovabili. In particolare nell'ambito del Progetto Italia sono stati avviati gli impianti fotovoltaici: (i) nel marzo 2018, l'impianto da 1MW del Green Data Center di Ferreira Erbognone; (ii) nel luglio 2018, l'impianto da 1MW di Gela press l'area denominata Isola 10; e (iii) nel settembre 2018, l'impianto da 25 MW di Assemini. È stato avviato l'iter amministrativo per la realizzazione di due impianti fotovoltaici nell'area produttiva di Porto Marghera nell'ambito di un processo di riqualificazione del territorio.

Nel febbraio 2015 è stata avviata la costruzione di un impianto fotovoltaico con una capacità installata di 31 MW all'interno del sito Industriale di Porto Torres. Il progetto ha ottenuto l'Autorizzazione Unica alla costruzione e all'esercizio da parte dell'Autorità competente. L'energia annuale prodotta sarà autoconsumata per circa il 50% dalle società presenti nel sito industriale e consentirà di evitare l'emissione di circa 22.000 tonnellate anno di CO<sub>2</sub>eq.

Nel dicembre 2018 è stato avviato presso il sito della Raffineria di Gela l'impianto pilota Waste to Fuel, una tecnologia sviluppata e brevettata da Eni che consente la conversione dei rifiuti solidi organici (FORSU) in bio-olio da utilizzare come combustibile navale o per generare bio-diesel. La prima produzione è stata conseguita nel gennaio 2019. Il successo del progetto pilota costituirà un riferimento funzionale per lo sviluppo di ulteriori future iniziative su scala industriale. È in corso di sviluppo il progetto Poncicelle NOI (Nuove Opportunità di Innovazione) presso l'area produttiva di Ravenna, con un investimento complessivo di €60 milioni.

Il programma include la Mossa in Sicurezza Permanente (MISP) e la riqualificazione produttiva, innovativa e sostenibile dell'area, in coerenza con i principi dell'economia circolare. L'area interessata si estende su una superficie di circa 26 ettari, su cui è prevista: (i) la realizzazione di una Piattaforma Ambientale polifunzionale destinata alle lavorazioni dei materiali provenienti dal sito e dalle altre attività di Eni con l'obiettivo di massimizzarne il recupero; (ii) un Centro Tecnologico per le Bonifiche, per testare tecnologie innovative di bonifica; (iii) un impianto fotovoltaico per fornire energia a supporto delle attività produttive; e (iv) un impianto Waste to Fuel.

Nel marzo 2019 è stato firmato un protocollo di intesa con Veritas, multiutility che effettua la raccolta, la valorizzazione e il trattamento dei rifiuti nel territorio veneziano. L'accordo prevede la realizzazione in un'area dismessa e bonificata di Porto Marghera

di un impianto che applicherà la tecnologia Waste to Fuel per convertire dei rifiuti solidi organici in bio-olio e in bio-metano.

**Australia** Nel febbraio 2019 è stata completata l'acquisizione di un progetto per la realizzazione di una centrale fotovoltaica da 33,7 MW nel sito di Katherine, nel nord del Paese. L'impianto, che entrerà in produzione entro la fine del 2019, sarà dotato di un sistema di accumulo di energia e consentirà a regime di evitare l'emissione di circa 63.300 tonnellate l'anno di CO<sub>2</sub>eq.

**Algeria** Nel novembre 2018 è stata completata la costruzione di un impianto fotovoltaico da 10 MW presso il sito produttivo di Bir Rebas North (BRN) nel Bacco 403 (Eni 50%). L'impianto fornirà energia elettrica alle facility produttive del giacimento e contemporaneamente contribuirà alla riduzione delle emissioni di gas serra, nell'ambito di un processo di decarbonizzazione del sistema energetico del Paese.

Inoltre, per rafforzare la partnership nel settore dell'energia rinnovabile, sono stati firmati accordi con Sonatrach: (i) per la realizzazione di un laboratorio di ricerca presso il sito produttivo di BRN al fine di testare le tecnologie solari in un contesto desertico; (ii) per la creazione di una joint venture che realizzerà e gestirà impianti ad energia solare nei siti produttivi nel Paese operati da Sonatrach.

**Kazakhstan** Nel dicembre 2018 è stato avviato il cantiere per la realizzazione, in partnership con General Electric (GE), del primo parco eolico di Eni dalla capacità complessiva di 50 MW, situato presso il sito di Badamsha. Il progetto, che rientra nell'ambito dell'accordo siglato nel corso del 2017, tra Eni, GE e il Ministro dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan, entrerà in esercizio a fine 2019.

**Pakistan** Nel 2018 sono state avviate le attività preliminari per la realizzazione di un impianto solare da 10 MW a supporto delle facility produttive del giacimento di Zhir (Eni 40%, operatore). Lo start-up è previsto nel 2019.

**Tunisia** Nel corso del 2018 sono stati sanzionati due progetti fotovoltaici: (i) un impianto da 5 MW per la fornitura di energia alle facility produttive del giacimento Adam (Eni 50%, operatore); (ii) l'impianto di Tataouine da 10 MW (Eni 50%, operatore) che prevede la cessione dell'energia prodotta alla società nazionale STEG sulla base di un accordo di Power Purchase Agreement della durata di 20 anni.



83942/557

# COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

## CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)				
	2018	2017	2018	Var. abs.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	75.822	56.919	55.762	8.903	13,3
Altri ricavi e proventi	1.116	4.058	931	[2.942]	[72,5]
Costi operativi	(59.130)	(55.412)	(47.118)	(3.718)	(6,7)
Altri proventi o oneri operativi	129	[32]	16	181	..
Ammortamenti	(6.988)	(7.483)	(7.559)	495	6,6
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(866)	225	475	[1.091]	..
Radiazioni	(180)	(263)	(350)	163	52,0
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>9.983</b>	<b>8.012</b>	<b>2.157</b>	<b>1.871</b>	<b>24,6</b>
Proventi (oneri) finanziari	(971)	(1.238)	(885)	265	21,4
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	1.095	68	(380)	1.027	..
<b>Utile (perdita) prima delle imposte</b>	<b>10.107</b>	<b>6.844</b>	<b>892</b>	<b>3.263</b>	<b>47,7</b>
Imposte sul reddito	(5.970)	(3.467)	(1.936)	(2.501)	[72,2]
Tax rate (%)	59,1	50,7	217,0	8,4	..
<b>Utile (perdita) netto - continuing operations</b>	<b>4.137</b>	<b>3.377</b>	<b>(1.044)</b>	<b>760</b>	<b>22,5</b>
<b>Utile (perdita) netto - discontinued operations</b>	<b>..</b>	<b>..</b>	<b>(413)</b>	<b>..</b>	<b>..</b>
<b>Utile (perdita) netto</b>	<b>4.137</b>	<b>3.377</b>	<b>(1.457)</b>	<b>760</b>	<b>22,5</b>
<b>di competenza:</b>					
Eni:	4.126	3.374	(1.464)	752	22,3
- continuing operations	4.126	3.374	(1.051)	752	22,3
- discontinued operations	..	..	(413)	..	..
Interessenze di terzi:	11	3	7	8	..
- continuing operations	11	3	7	8	..
- discontinued operations	..	..	..	..	..

Nell'esercizio 2018 Eni ha conseguito l'utile operativo di €9.983 milioni e l'utile netto di competenza di €4.126 milioni, aumentati rispettivamente di circa il 25% e il 22% rispetto al 2017. I risultati di Eni sono stati sostenuti dall'andamento dello scenario petrolifero e dal miglioramento della performance industriale. Nel 2018 le quotazioni del Brent sono aumentate in media del 31% rispetto al 2017 a quota 71 \$/barile, peraltro in un contesto di forte volatilità. Nei primi dieci mesi dell'anno il prezzo del greggio ha registrato un trend in crescita fino al picco di 85 \$/barile in ottobre, massimo in quattro anni, grazie alla ripresa economica e al bilanciamento tra domanda e offerta globale. A partire da novembre, in coincidenza con la correzione dei mercati finanziari globali con vendite su tutte le asset class, il petrolio è entrato in una fase pesantemente ribassista perdendo circa il 40% dal picco per chiudere l'anno su valori intorno a 50 \$/barile, a causa dei segnali di rallentamento della crescita globale, del ritorno dell'oversupply, delle incertezze sull'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, della Brexit e dei fattori geopolitici. L'OPEC e la Russia hanno concordato a dicembre un taglio alle produzioni di 1,2 milioni di barili/giorno efficace dal 2019. In tale contesto il settore E&P di Eni ha registrato un incremento dell'utile operativo di €2,6 miliardi grazie all'effetto scenario e all'aumento della produzione, il cui contributo è stato sostenuto dalla maggiore incidenza di barili a più elevato profitto unitario. Il settore G&P ha migliorato l'utile operativo reported di circa €0,5

miliardi grazie alla complessiva ristrutturazione del business, alla valorizzazione delle flessibilità del portafoglio long-term, alle ottimizzazioni nel power e nella logistica, nonché alla crescita nel business GNL che ha fatto leva sull'integrazione con la E&P. Diminuisce invece il contributo dei settori downstream petrolifero e petrolchimico (circa -€1,4 miliardi) a causa della rilevante compressione dei margini (SERM raffinazione Eni a 3,7 \$/barile, -26%; margine del cracker -11%; margine del polietilene -69%) determinata dalle difficoltà nel trasferire sui prezzi finali delle commodity energetiche gli aumenti del costo della carica petrolifera in funzione del rallentamento della domanda finale e della pressione competitiva nei mercati a valle da parte di produttori più efficienti.

Il calo delle quotazioni del greggio e dei prodotti ha determinato inoltre una perdita da valutazione del magazzino rispetto a un provento nell'esercizio precedente (circa -€225 milioni).

I fenomeni straordinari/non ricorrenti hanno inciso per -€988 milioni (rispetto a proventi straordinari di €839 milioni nel 2017) riflettendo la sostanziale compensazione tra la plusvalenza dall'operazione Vår Energi (data dalla differenza tra il fair value della partecipazione acquisita e il valore di libro dei net asset ceduti) a cui si aggiunge l'effetto di sospensione per tutto il secondo semestre degli ammortamenti relativi agli asset classificati held for sale e le svalutazioni nette di attività fisse e vari accantonamenti per rischi.

me



83942/558

	2018	2017	2016	2015
Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	71,04	54,27	43,69	30,9
Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,181	1,130	1,107	4,5
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	60,15	48,03	39,47	25,2
Standard Eni Refining Margin (SERM) <sup>(c)</sup>	3,7	5,0	4,2	(26,0)
PSV <sup>(d)</sup>	260	211	168	23,2
TTC <sup>(d)</sup>	243	193	148	32,8

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

(b) Fonte: BCS.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consiste di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto del bilico (margin) e delle rese in prodotti della raffinazione.

(d) in euro per migliaia di metri cubi.

La **generazione di cassa** è stata di €13.647 milioni, +35% rispetto al 2017, dovuta al miglioramento gestionale per effetto scenario e performance.

Il **flusso di cassa operativo adjusted prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostruzione** è pari a €12.662 milioni, con un incremento del 37% rispetto al 2017. Tale performance si ottiene sterilizzando gli effetti di oneri straordinari che includono: un onere relativo alla definizione di un arbitrato (€313 milioni), un accantonamento straordinario per perdite su crediti in sofferenza nel settore E&P (€158 milioni) e oneri connessi alla cessione del 10% di Zohr, sostanzialmente da considerarsi a riduzione delle dismissioni.

Allo scenario Brent di 71 \$/barile nel 2018, la gestione ha generato circa €13,45 miliardi che unitamente alle variazioni positive del cir-

colante associato all'attività d'investimento/disinvestimento di €0,9 miliardi (che include l'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di quote di Zohr nel 2017) ha consentito di finanziare i capex di €7,94 miliardi e il pagamento di €2,95 miliardi di dividendi per cassa con un surplus di circa €3,5 miliardi. Applicando la sensitivity Eni di variazione di €0,19 miliardi di cash flow per ogni dollaro di variazione del prezzo del Brent, si ottiene che la gestione ha coperto i fabbisogni per investimenti e per il dividendo allo scenario di circa 52 \$/barile, che si ridetermina in 55 \$/barile escludendo dai cash-in l'incasso delle rate prezzo (€450 milioni) delle dismissioni di Zohr eseguite nel 2017, unica componente non organica del calcolo.

Al 31 dicembre 2018, l'**indebitamento finanziario netto** è pari a €8.289 milioni con una riduzione di €2.627 milioni rispetto a fine 2017. Il gearing è pari a 0,14, livello competitivo tra le major europee, e il leverage scende a 0,16 rispetto a 0,23 di fine 2017.

#### Risultati adjusted e composizione degli special items

	(€ milioni)				
	2018	2017	2016	2015	2014
Utile (perdita) operativo	9.889	8.012	2.157	1.971	24,6
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	96	(219)	(175)		
Esclusione special item	1.161	(1.996)	333		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>11.240</b>	<b>5.803</b>	<b>2.315</b>	<b>5.437</b>	<b>93,7</b>
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>	<b>4.126</b>	<b>3.374</b>	<b>(1.051)</b>	<b>752</b>	<b>22,3</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	69	(156)	(120)		
Esclusione special item	388	(839)	932		
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>	<b>4.583</b>	<b>2.379</b>	<b>(340)</b>	<b>2.204</b>	<b>92,6</b>
Tax rate (%)	56,2	55,8	120,6		

L'utile netto di bilancio comprende special item costituiti da oneri netti di €388 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutarie:

- (i) le svalutazioni nette di asset del settore E&P per complessivi €726 milioni che hanno come driver le performance inferiori alle attese di alcuni giacimenti, nonché per allinearli al fair value di vendita;
- (ii) la ripresa di valore delle attività di trasporto estero per riduzione del rischio paese incorporato nel tasso di sconto (€66 milioni);
- (iii) il ripristino per l'importo di €375 milioni della correlazione tra le produzioni e le depletion delle riserve con l'iscrizione dei relativi ammortamenti UDP della controllata Eni Norge, i cui ammortamenti ai fini del risultato G&P sono stati bloccati a partire dalla data di classificazione come "disposal group held for sale" ai sensi dello IFRS 5 per via dell'accordo di fusione con Point Resources;
- (iv) le svalutazioni di €293 milioni riferite principalmente agli inve-

stimenti di periodo relativi a CGU della R&M svalutate precedentemente delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività;

- (v) l'onere connesso alla definizione di un arbitrato relativo a un contratto di acquisto di servizi di rigassificazione long-term, che ha stabilito la termination del contratto e delle relative fee annuali a carico di Eni e il riconoscimento alla controparte di un ammontare equitativo di €289 milioni (al quale si aggiungono interessi per €24 milioni);
- (vi) svalutazioni di crediti nel settore E&P per il recupero di costi d'investimento sostenuti in esercizi passati per allinearli al valore recuperabile (€158 milioni);
- (vii) la plusvalenza di €339 milioni (al netto di assignment bonus e altri oneri) sulla cessione del 10% della concessione di Shorouk e Nour nell'offshore dell'Egitto;

83942/559

Eni - Soluzioni Finanziarie - 2018

- (viii) oneri per esodi agevolati (€155 milioni);
- (ix) oneri ambientali (€325 milioni) rilevati in particolare nei settori R&M e Chimica e E&P;
- (x) la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (provento di €133 milioni);
- (xi) le differenze e derivati su cambi riclassificati dagli oneri/proventi finanziari all'utile operativo (saldo positivo di €107 milioni) riferiti essenzialmente al settore G&P relativi ai 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 cambio di traduzione;
- (xii) la plusvalenza sull'operazione di business combination tra Eni Norge e Point Resources controllate al 100% rispettivamente da Eni e HitecVision, ad esito della quale è stata costi-

- tuita Vår Energi alla quale Eni partecipa al 69,6% esercitando il controllo congiunto con l'altro socio HitecVision (circa €890 milioni quale differenza tra il FV della partecipazione e il valore di libro dei net asset ceduti);
- (xiii) la ripresa di valore (€262 milioni) della partecipazione valutata all'equity nella società Angola LNG dovuta al miglioramento degli economics del progetto;
- (xiv) la svalutazione della partecipazione in un'iniziativa mineraria all'equity (circa €200 milioni) dovuta al declassamento delle riserve non sviluppate in funzione del deteriorato contesto operativo locale;
- (xv) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (€154 milioni);
- (xvi) l'effetto fiscale degli special item illustrati, nonché la svalutazione di imposte differite attive Italia per le minori prospettive reddituali (€99 milioni).

**Dettaglio degli special item**

	(€ milioni)	2018	2017	2016
<b>Special Item dell'utile (perdita) operativo</b>		<b>1.161</b>	<b>(1.990)</b>	<b>333</b>
- oneri ambientali		325	208	193
- svalutazioni (riprese di valore) nette		866	(221)	(455)
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti				7
- plusvalenze nette su cessione di asset		(452)	(3.283)	(10)
- accantonamenti a fondo rischi		380	448	151
- oneri per incentivazione all'esodo		155	43	47
- derivati su commodity		(133)	146	(427)
- differenze e derivati su cambi		107	(248)	(39)
- ripristino ammortamenti Eni Norge		(375)		
- altre		288	911	850
<b>Oneri (proventi) finanziari</b>		<b>(85)</b>	<b>302</b>	<b>166</b>
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(107)	248	19
<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>		<b>(798)</b>	<b>372</b>	<b>817</b>
di cui:				
- plusvalenze da cessione		(909)	(163)	(57)
- svalutazioni/ri svalutazioni di partecipazioni		67	537	836
<b>Imposte sul reddito</b>		<b>110</b>	<b>277</b>	<b>(72)</b>
di cui:				
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		99		170
- svalutazioni netto imposte differite estere upstream				6
- riforma fiscale Stati Uniti			115	
- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro		11	162	(248)
<b>Totale special item dell'utile (perdita) netto</b>		<b>388</b>	<b>(839)</b>	<b>1.244</b>

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

	(€ milioni)	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production		4.955	2.724	508	2.231	811
Gas & Power		310	52	(330)	258	
Refining & Marketing e Chimica		238	663	419	(425)	(841)
Corporate e altre attività		(965)	(1.041)	(991)	76	73
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(a)</sup>		56	(16)	61	72	
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		<b>4.584</b>	<b>2.382</b>	<b>(333)</b>	<b>2.212</b>	<b>92,9</b>
di competenza:						
- interessenze di terzi		11	3	7	8	
- azionisti Eni		<b>4.583</b>	<b>2.379</b>	<b>(340)</b>	<b>2.204</b>	<b>92,9</b>

(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.

*me*



83942/560

## Analisi delle voci del conto economico

### Ricavi

	[€ milioni]				
	2018	2017	2016	Var. 18/17	Var. 17/16
Exploration & Production	25.744	19.525	16.089	6.219	31,9
Gas & Power	55.690	50.623	40.961	5.067	10,0
Refining & Marketing o Chimica	25.215	22.107	18.733	3.109	14,1
- Refining & Marketing	20.646	17.680	14.932	2.958	15,7
- Chimica	5.123	4.851	4.196	272	5,6
- Elisioni	(553)	(432)	(995)		
Corporate e altre attività	1.589	1.482	1.343	127	0,7
Elisioni di consolidamento	(32.417)	(26.758)	(21.364)	(5.615)	
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>75.622</b>	<b>66.919</b>	<b>55.762</b>	<b>8.803</b>	<b>13,3</b>
Altri ricavi e proventi	1.116	4.058	931	(2.942)	(72,5)
<b>Totale ricavi</b>	<b>76.938</b>	<b>70.977</b>	<b>56.693</b>	<b>5.961</b>	<b>8,4</b>

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2018 (€75.622 milioni) sono aumentati di €8.803 milioni rispetto al 2017 (+13,3%) grazie alla ripresa dei prezzi delle commodity energetiche.

I ricavi del settore Exploration & Production (€25.744 milioni) sono aumentati di €6.219 milioni (+31,9%) per effetto della ripresa dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+30,8% e +41%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent e, per il gas, al contributo di produzioni a maggiore prezzo unitario.

I ricavi del settore Gas & Power (€55.690 milioni) sono aumentati di €5.067 milioni (+10%) per effetto della ripresa del prezzo del gas e dell'elettricità e, per quanto riguarda il trading di commodity, anche per effetto dell'incremento dei prezzi di olio e prodotti petroliferi.

I ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€25.215 milioni) sono aumentati di €3.109 milioni (+14,1%) principalmente nel

settore Refining & Marketing (-€2.958 milioni) per effetto della ripresa delle quotazioni di riferimento delle commodity. I prezzi medi di benzina e gasolio registrano un incremento rispettivamente del 14% e 30%. I ricavi della Chimica registrano un modesto incremento (+€272 milioni) per effetto dell'incremento dei prezzi medi unitari di vendita, nonché del 6% di aumento dei prodotti venduti.

Gli altri ricavi e proventi comprendono plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e proventi miscelanei. Il saldo positivo di €1.116 milioni riguarda principalmente la plusvalenza sulla cessione di una quota del 10% del progetto Zohr. La riduzione rispetto al periodo di confronto riflette la rilevazione nel 2017 delle plusvalenze realizzate sulla cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto (€1.261 milioni) e dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'Offshore del Mozambico (€1.985 milioni).

### Costi operativi

	[€ milioni]				
	2018	2017	2016	Var. 18/17	Var. 17/16
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	55.622	51.548	43.278	4.074	7,9
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	415	913	846	(498)	(54,5)
Costo lavoro	3.093	2.951	2.994	142	4,8
di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	155	49	47		
<b>Totale costi operativi</b>	<b>59.130</b>	<b>55.412</b>	<b>47.118</b>	<b>3.718</b>	<b>6,7</b>

I costi operativi sostenuti nel 2018 (€59.130 milioni) sono aumentati di €3.718 milioni rispetto al 2017, pari al 6,7%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€55.622 milioni) sono aumentati del 7,9% (+€4.074 milioni) per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Il costo lavoro (€3.093 milioni) è aumentato di €142 milioni rispetto

al 2017 (+4,8%) principalmente per effetto delle dinamiche retributive e di maggiori oneri per incentivazione all'esodo. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dal decremento dell'occupazione media all'estero e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA. Gli special item del costo lavoro (€155 milioni) si riferiscono agli oneri per incentivazione relativi al piano di uscita anticipata di personale di Eni gas e Juice SpA ai sensi dell'art. 4, Legge 92/2012.

83942/56A

Eni Energia - Finanziaria - Annualità 2017

**Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni**

	(€ milioni)				
	2018	2017	2016	Var. abs.	Var. %
Exploration & Production	6.152	6.747	6.722	(595)	(8,8)
Gas & Power	408	245	354	63	18,3
Refining & Marketing e Chimica	399	360	389	39	10,8
Corporate e altre attività	59	60	72	(1)	(1,7)
Effetto eliminazione utili interni	(30)	(29)	(28)	(1)	
<b>Totale ammortamenti</b>	<b>6.888</b>	<b>7.481</b>	<b>7.559</b>	<b>(495)</b>	<b>(6,6)</b>
Svalutazioni (riprese di valore) nette	866	(225)	(475)	1.091	
<b>Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette</b>	<b>7.854</b>	<b>7.258</b>	<b>7.084</b>	<b>696</b>	<b>8,2</b>
Radiazioni	100	263	350	(163)	(62,0)
	<b>7.854</b>	<b>7.521</b>	<b>7.434</b>	<b>433</b>	<b>5,8</b>

Gli **ammortamenti** (€6.888 milioni) sono diminuiti del 7% rispetto al 2017, principalmente nel settore Exploration & Production per effetto della sospensione degli ammortamenti UOP della controllata Eni Norge (€325 milioni) dovuta alla classificazione come disposal

group held for sale ai sensi dello IFRS 5 a partire dal secondo semestre per via dell'accordo di fusione con Point Resources, nonché dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente compensati dagli avvisi e ramp-up di nuovi progetti.

Le **svalutazioni nette** (€866 milioni) sono così articolate:

	(€ milioni)			
	2018	2017	2016	Var. abs.
Svalutazione asset materiali/immateriali	1.292	862	1.067	430
Riprese di valore	(426)	(1.087)	(1.542)	661
<b>Svalutazioni (riprese di valore) nette</b>	<b>866</b>	<b>(225)</b>	<b>(475)</b>	<b>1.091</b>
Svalutazione crediti assimilati ad attività non sicure		4	16	(4)
<b>Totale</b>	<b>866</b>	<b>(221)</b>	<b>(459)</b>	<b>1.067</b>

	(€ milioni)			
	2018	2017	2016	Var. abs.
Exploration & Production	726	(158)	(700)	884
Gas & Power	(71)	(146)	81	75
Refining & Marketing e Chimica	193	54	104	139
Corporate e altre attività	18	25	40	(7)
<b>Svalutazioni (riprese di valore) nette</b>	<b>866</b>	<b>(225)</b>	<b>(475)</b>	<b>1.081</b>

Le svalutazioni sono commentate nel paragrafo "special item".

di pozzi esplorativi di insuccesso dovuto al mancato rinvenimento di quantità sufficienti di risorse da giustificare lo sviluppo principalmente in Vietnam e Marocco.

Le **radiazioni** (€100 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off

**Utile operativo**

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

	(€ milioni)				
	2018	2017	2016	Var. abs.	Var. %
Exploration & Production	10.214	7.651	2.567	2.563	33,5
Gas & Power	629	75	(391)	554	
Refining & Marketing e Chimica	(380)	901	723	(1.361)	
Corporate e altre attività	(691)	(688)	(681)	(23)	(2,4)
Effetto eliminazione utili interni	211	(27)	(61)	238	
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>9.983</b>	<b>8.012</b>	<b>2.157</b>	<b>1.971</b>	<b>24,6</b>

Me



83942/562

**Utile operativo adjusted**

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

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>9.993</b>	<b>8.012</b>	<b>2.157</b>	<b>1.971</b>	<b>24,6</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	96	[219]	[175]		
Esclusioni speciali item	1.161	[1.990]	339		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>11.240</b>	<b>5.803</b>	<b>2.315</b>	<b>5.437</b>	<b>93,7</b>
<b>Dettaglio per settore di attività:</b>					
Exploration & Production	10.850	5.173	2.494	5.677	109,7
Gas & Power	543	224	(390)	329	153,7
Refining & Marketing e Chimica	380	991	583	(811)	(61,7)
Corporate e altre attività	(606)	(342)	(452)	(61)	(11,8)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	73	[53]	80	106	
	<b>11.240</b>	<b>5.803</b>	<b>2.315</b>	<b>5.437</b>	<b>93,7</b>

L'incremento di €5,4 miliardi dell'utile operativo adjusted è dovuto per €4 miliardi all'andamento dello scenario petrolifero e per €1,4 miliardi al miglioramento della performance "underlying" che riflette la crescita produttiva e il contributo crescente di progetti

upstream a più elevato profit per boe.

Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

**Proventi (oneri) finanziari netti**

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ass.	Var. %
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>	<b>(627)</b>	<b>(824)</b>	<b>(726)</b>	<b>207</b>	
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(605)	(751)	(757)	66	
- Interessi attivi verso banche	18	12	15	6	
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	32	(111)	(21)	143	
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	15	37	(8)	
<b>Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati</b>	<b>(307)</b>	<b>837</b>	<b>(482)</b>	<b>(1.144)</b>	
- Strumenti finanziari derivati su valute	(329)	809	(494)	(1.138)	
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	22	28	(12)	(8)	
- Opzioni			24		
<b>Differenze di cambio</b>	<b>341</b>	<b>(905)</b>	<b>676</b>	<b>1.246</b>	
<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>	<b>(430)</b>	<b>(407)</b>	<b>(459)</b>	<b>(23)</b>	
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	132	128	143	4	
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(249)	(264)	(312)	15	
- Altri proventi (oneri) finanziari	(313)	(271)	(290)	(42)	
	<b>(1.023)</b>	<b>(1.309)</b>	<b>(991)</b>	<b>286</b>	
<b>Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale</b>	<b>52</b>	<b>73</b>	<b>106</b>	<b>(21)</b>	
	<b>(971)</b>	<b>(1.236)</b>	<b>(885)</b>	<b>265</b>	

Gli oneri finanziari netti di €971 milioni registrano un miglioramento di €265 milioni rispetto al 2017 per effetto principalmente dei minori oneri finanziari correlati al debito, che riflettono la riduzione di €2.627 milioni dell'indebitamento finanziario grazie al surplus di cassa generato dalla gestione dopo la copertura degli investimenti e del dividendo. Gli altri proventi e oneri finanziari

includono l'incremento degli altri oneri finanziari a seguito della svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (circa €270 milioni), peraltro compensata nel confronto anno-su-anno dalla rilevazione nel 2017 di svalutazioni di crediti finanziari connessi a iniziative industriali valutate all'equity.



83942/563

Eni Bilancio Consolidato Annuale 2018

**Proventi (oneri) netti su partecipazioni**

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2018 è illustrata nella tabella seguente:

2018	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		158	9	(67)	(168)	(68)
Dividendi		193		38		231
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		19	(6)	9		22
Altri proventi (oneri) netti		885	25			910
		1.255	28	(20)	(168)	1.095

I proventi netti su partecipazioni ammontano a €1.095 milioni e riguardano:

- (i) i dividendi delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value (€231 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€187 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co (€35 milioni);
- (ii) gli altri proventi netti di €910 milioni che comprendono la plusvalenza sull'operazione Vår Energi (circa €890 milioni);
- (iii) la ripresa di valore della partecipazione in Angola LNG nella E&P per effetto dei migliorati economics del progetto (€262

milioni), in parte assorbita dalla svalutazione di un'altra iniziativa industriale all'equity a causa del contesto operativo locale (circa €200 milioni).

Tali proventi sono stati in parte compensati dalla quota Eni della perdita di esercizio della joint venture Saipem partecipata da Eni con il 31%, registrato nel segmento Corporate e altre attività, che riflette gli esiti dell'impairment test e da alcune poste straordinarie rilevate dalla partecipata.

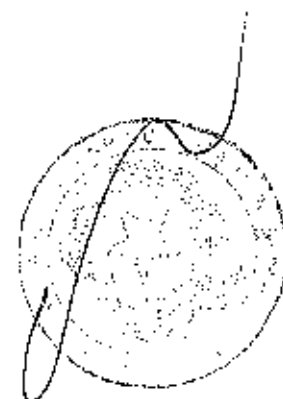
L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

	(€ milioni)	2018	2017	2016	2015
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(68)	(267)	(326)	199
Dividendi		231	205	143	26
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		22	183	(14)	(141)
Altri proventi (oneri) netti		910	(33)	(183)	943
		1.095	68	(380)	1.027

**Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito sono incrementate di €2.503 milioni a €5.970 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile ante imposte (+€3.263 milioni rispetto al 2017). Il tax rate si attesta al 59% rispetto al 51% del 2017 influenzato dai minori proventi privi di effetto fiscale o con effetto fiscale inferiore all'aliquota media del Gruppo.

Il tax rate adjusted si attesta al 56,2%, in marginale flessione rispetto al 2017, nonostante l'aumento del tax rate E&P (circa 3 punti percentuali) per effetto della minore attivazione di imposte differite attive sui progetti.



Me



83942/564

Risultati per settore di attività<sup>1</sup>

## Exploration &amp; Production

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ann.	%
<b>Utile (perdita) operativo</b>		<b>10.214</b>	<b>7.651</b>	<b>2.567</b>	<b>2.563</b>	<b>32,5</b>
Esclusione special item:		636	(2.478)	(73)		
- oneri ambientali		110	48			
- svalutazioni (riprese di valore) nette		726	(154)	(584)		
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti				7		
- plusvalenza netta su cessione di asset		(442)	(3.269)	(2)		
- oneri per inventivazione all'esodo		26	19	24		
- accantonamenti a fondo rischi		360	356	105		
- derivati su commodity				19		
- differenze e derivati su cambi		(6)	(68)	(3)		
- altro		(138)	592	481		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		<b>10.850</b>	<b>5.173</b>	<b>2.494</b>	<b>5.677</b>	<b>109,7</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(366)	(50)	(55)	(31,6)	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		285	408	68	(123)	
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(5.814)	(2.807)	(1.939)	(3.037)	
Tax rate (%)		54,0	50,9	79,7	3,2	
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		<b>4.955</b>	<b>2.724</b>	<b>508</b>	<b>2.231</b>	<b>81,9</b>
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		380	575	374	(145)	(27,6)
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		287	273	204	14	5,1
- radiazione di pozzi di insuccesso <sup>(b)</sup>		93	252	170	(159)	(63,1)
<b>Prezzi medi di realizzo</b>						
Petrolio <sup>(c)</sup>	[\$/barile]	65,47	50,06	39,18	15,41	30,8
Gas naturale	[\$/migliaia di metri cubi]	183,74	130,31	115,51	53,43	41,0
Idrocarburi	[\$/barile]	42,48	35,06	29,14	12,42	35,4

(a) Escludono gli special items.

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

(c) Include condensati.

Nel 2018 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di € 10.850 milioni più che raddoppiato rispetto al 2017, raggiungendo il livello più elevato degli ultimi quattro anni. Tale trend riflette il rafforzamento dello scenario Brent dei primi dieci mesi (+31% la quotazione media annua del Brent in dollari) riflesso nei maggiori prezzi di realizzo degli idrocarburi equity, nonché la crescita produttiva, parzialmente compensata dall'effetto cambio sfavorevole (+4,5% il cambio EUR/USD). A parità di scenario, la performance industriale ha registrato un forte miglioramento, trainata dall'effetto positivo volume/mix dovuto alla maggiore incidenza di barili a più elevato profitto unitario. L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per special item di € 636 milioni.

L'utile netto adjusted è stato di € 4.955 milioni, con un incremento dell'82% rispetto al 2017 dovuto alla migliore performance operativa, parzialmente compensata dalla svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (circa € 270 milioni) con un impatto anche sul tax rate a causa della loro indeducibilità. Il tax rate adjusted del 2018 aumenta di circa 3 punti percentuali per effetto della minore attivazione di differenze attive sui progetti. Al netto di tali effetti, il tax rate diminuisce di circa 2 punti percentuali.

Nel 2018 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima della variazione del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 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" alla pagina seguente della presente relazione.

83942/565

Fuori Bilancio: E oneri speciali € 206

## Gas &amp; Power

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. %17	Var. %18
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>543</b>	<b>214</b>	<b>(391)</b>	<b>554</b>	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			90		
Esclusione special item:					
- svalutazioni (ripresa di valore) nette	(85)	139	(89)		
- oneri ambientali	(71)	(146)	01		
- accantonamenti a fondo rischi	(1)		1		
- oneri per incentivazione all'esodo			17		
- derivati su commodity	122	38	4		
- differenze e derivati su cambi	(156)	157	(443)		
- altro	112	(171)	(19)		
	(92)	251	270		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>543</b>	<b>214</b>	<b>(390)</b>	<b>329</b>	<b>153,7</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(4)	10	6	(14)	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	9	(9)	(20)	18	
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(238)	(163)	70	(75)	
Tax rate (%)	43,4	25,8	-	(32,4)	
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>310</b>	<b>52</b>	<b>(320)</b>	<b>258</b>	

(a) Escludono gli special item.

Nel 2018 il settore Gas & Power ha conseguito il migliore risultato degli ultimi otto anni con l'utile operativo adjusted di €543 milioni, oltre il doppio rispetto al 2017. Tale risultato è stato trainato dalla complessiva ristrutturazione del settore in tutte le linee di business, in particolare dalla crescita delle vendite di GNL, dalle ottimizzazioni nel power e nella logistica e dall'andamento del mercato wholesale nei primi nove mesi che ha consentito di valorizzare le flessibilità associate ai portafoglio contratti long-term.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica negativa per gli special item di €86 milioni.

L'esercizio chiude con un utile netto adjusted di €310 milioni, rispetto a €52 milioni del 2017, in miglioramento di €258 milioni a seguito dell'incremento della performance operativa. Il tax rate adjusted dell'anno si normalizza al 43,4%, in riduzione rispetto al 25,8% del 2017 che risentiva dell'elevata incidenza del tax rate di alcune società estere.

## Refining &amp; Marketing e Chimica

(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. %17	Var. %18
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>(360)</b>	<b>981</b>	<b>722</b>	<b>(1.361)</b>	
Esclusione (utile) perdita di magazzino	254	(213)	(406)		
Esclusione special item:					
- oneri ambientali	526	223	266		
- svalutazioni (ripresa di valore) nette	193	136	104		
- plusvalenze nette su cessione di asset	193	54	104		
- accantonamenti a fondo rischi	(9)	(13)	(8)		
- oneri per incentivazione all'esodo	21		28		
- derivati su commodity	0	(6)	12		
- differenze e derivati su cambi	29	(11)	(9)		
- altro	1	(9)	3		
	95	72	26		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>360</b>	<b>991</b>	<b>583</b>	<b>(611)</b>	<b>(61,7)</b>
- Refining & Marketing	390	531	278	(141)	(26,8)
- Chimica	(10)	460	305	(470)	
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	11	5	1	0	
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	(2)	19	32	(21)	
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(151)	(352)	(197)	201	
Tax rate (%)	38,8	34,7	32,0	4,1	
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>238</b>	<b>663</b>	<b>419</b>	<b>(425)</b>	<b>(64,1)</b>

(a) Escludono gli special item.

Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €390 milioni con una riduzione del 27% dovuta al minore contributo della raffinazione per effetto del calo del margine di raffinazione (-26%) a causa dell'incremento del costo della carica petro-

liera non riflesso nei prezzi dei prodotti raffinati e del maggiore impatto delle fermate non programmate. Il business ossigenati è stato penalizzato dal fermo di alcuni impianti per prolungata manutenzione. Tali trend negativi sono stati attenuati da ottimizzazioni degli

Me



83942|566

assetti/supply e dai migliori margini sulle lavorazioni green. Le attività di vendita prodotto nei mercati retail e wholesale hanno registrato performance in crescita grazie alle azioni di difesa dei margini e di efficienza.

La **Chimica** è stata penalizzata da uno scenario particolarmente sfavorevole a causa dei continui aumenti del costo della carica petrolifera registrati nei primi dieci mesi non recuperati nei prezzi di vendita, frenati dalla pressione competitiva e dal rallentamento dei mercati di sbocco nell'ultima parte dell'anno. Tali forze di mercato hanno determinato una forte contrazione dei margini guida delle commodity chimiche in particolare nel polietilene (-69%) e nella chimica di base con il margine benchmark del cracker in calo dell'11%. Inoltre il confronto con il 2017 risente del fatto che il primo semestre 2017 aveva beneficiato di prezzi particolarmente soste-

nuti degli intermedi (butadiene e benzene) per fattori contingenti. In tale scenario, il business ha dimostrato comunque una buona capacità di assorbire le fluttuazioni del mercato grazie alle ristrutturazioni impiantistiche attuate in questi anni e al maggiore contributo delle specialty che godono di margini più stabili, riuscendo a chiudere l'anno in sostanziale pareggio. Il confronto con il 2017 riflette un cambiamento di scenario di ampie proporzioni che ha interessato il settore petrolchimico globale.

L'utile operativo adjusted del settore è stato ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €526 milioni e l'esclusione della perdita di magazzino di €234 milioni.

L'utile netto adjusted di €238 milioni evidenzia una riduzione di €425 milioni per effetto dell'andamento sfavorevole della performance operativa.

### Corporate e altre attività

	[€ milioni]		2018	2017	2016	Var. 2018/2017	Var. 2018/2016
<b>Utile (perdita) operativo</b>			<b>(691)</b>	<b>(668)</b>	<b>(681)</b>	<b>(23)</b>	<b>(3,4)</b>
Esclusione special item			85	126	229		
- oneri ambientali			23	25	60		
- svalutazioni (riprese di valore) nette			18	25	40		
- plusvalenza nette su cessione di asset			(1)	(1)			
- accantonamenti a fondo rischi			(1)	62	1		
- oneri per incentivazione all'esodo			(1)	(2)	7		
- altro			47	(4)	93		
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>			<b>(606)</b>	<b>(542)</b>	<b>(452)</b>	<b>(64)</b>	<b>(11,8)</b>
Proventi (oneri) finanziari net(i) <sup>(a)</sup>			(697)	(698)	(721)	2	0,3
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>			5	22	(6)	(17)	(77,3)
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>			333	178	188	155	87,1
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>			<b>(965)</b>	<b>(1.041)</b>	<b>(991)</b>	<b>76</b>	<b>7,3</b>

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e altre attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei radddebiti 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).



83942/567

del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutario 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<sup>(a)</sup>

(€ milioni)	31 dicembre 2018	31 dicembre 2017	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>			
Immobili, impianti e macchinari	69.302	63.158	(2.856)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.217	1.283	(66)
Attività immateriali	3.170	2.925	245
Partecipazioni	7.963	3.730	4.233
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.314	1.699	(384)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.399)	(1.379)	(1.020)
	<b>71.567</b>	<b>71.415</b>	<b>152</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>			
Rimanenze	4.651	4.621	30
Crediti commerciali	9.520	10.182	(662)
Debiti commerciali	(11.645)	(10.890)	(755)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.104)	(2.382)	1.278
Fondi per rischi e oneri	(11.886)	(13.447)	1.561
Altre attività (passività) d'esercizio	(860)	287	(1.147)
	<b>(11.324)</b>	<b>(11.634)</b>	<b>310</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(1.117)</b>	<b>(1.022)</b>	<b>(95)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>	<b>236</b>	<b>236</b>	
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>59.362</b>	<b>58.995</b>	<b>367</b>
Patrimonio netto degli azionisti Eni	51.016	48.030	2.986
Interessenze di terzi	57	49	8
<b>Patrimonio netto</b>	<b>51.073</b>	<b>48.079</b>	<b>2.994</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>8.289</b>	<b>10.916</b>	<b>(2.627)</b>
<b>COBERTURE</b>	<b>59.362</b>	<b>58.995</b>	<b>367</b>

(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 deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2018 (cambio EUR/USD 1,146 al 31 dicembre 2018, contro 1,200 al 31 dicembre 2017, -4,5%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2018, un aumento del capitale investito netto di €2.107 milioni, del patrimonio netto di €1.787 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €320 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€71.567 milioni) è aumentato di €152 milioni rispetto al 31 dicembre 2017. La voce "Immobili, impianti e macchinari" evidenzia una riduzione di €2.856 milioni dovuta principalmente al deconsolidamento degli asset di Eni Norge nell'ambito dell'operazione di business combination con Point Resources, con un effetto compensativo nella voce "Partecipazioni" dovuto all'iscrizione della partecipazione in Vår Energi, mentre gli ammortamenti e svalutazioni (€7.854 milioni) e le dismissioni dell'esercizio sono sostanzialmente compensati dagli investimenti (€9.119 milioni).

La voce "Partecipazioni" evidenzia un incremento netto di €4.233 milioni dovuto oltre alla citata operazione Vår Energi al diverso criterio di valutazione delle partecipazioni minoritarie previsto dallo IFRS 9 e gli investimenti netti in equity.

I debiti netti relativi all'attività di investimento sono aumentati di €1.020 milioni per effetto dell'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di Zohr nel 2017.

Il **capitale di esercizio netto** (-€11.324 milioni) aumenta di €310 milioni a seguito della riduzione del fondo rischi ed oneri per effetto della variazione della stima del fondo abbandono e ripristino scivola dovuta all'incremento della curva dei tassi di attualizzazione e del fondo imposte per il deconsolidamento di Eni Norge, compensata dalla riduzione dei crediti commerciali e dall'incremento dei debiti commerciali.

ME



83942 | 568

## RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

	[€ milioni]	
	2018	2017
<b>Utile (perdita) netto dell'esercizio</b>	<b>4.137</b>	<b>3.377</b>
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>	<b>(2)</b>	<b>(4)</b>
<i>Rivalutazione di piani o benefici definiti per dipendenti</i>	<i>(15)</i>	<i>(33)</i>
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	<i>15</i>	
<i>Effetto fiscale</i>	<i>(2)</i>	<i>29</i>
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>	<b>1.578</b>	<b>(5.514)</b>
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>1.787</i>	<i>(5.573)</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>		<i>(5)</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	<i>(243)</i>	<i>(6)</i>
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	<i>(24)</i>	<i>69</i>
<i>Effetto fiscale</i>	<i>58</i>	<i>1</i>
<b>Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>	<b>1.576</b>	<b>(5.518)</b>
<b>Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>	<b>5.713</b>	<b>(2.141)</b>
di competenza:		
- azionisti Eni	5.702	(2.144)
- interessenze di terzi	11	3

## PATRIMONIO NETTO

[€ milioni]	
<b>Patrimonio netto compreso le interessenze di terzi al 1° gennaio 2017</b>	<b>53.086</b>
<b>totale utile (perdita) complessivo</b>	<b>(2.141)</b>
<b>Dividendi distribuiti agli azionisti Eni</b>	<b>(2.801)</b>
<b>Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate</b>	<b>(3)</b>
<b>Altre variazioni</b>	<b>18</b>
<b>Totale variazioni</b>	<b>(5.007)</b>
<b>Patrimonio netto compreso le interessenze di terzi al 31 dicembre 2017</b>	<b>48.079</b>
di competenza:	
- azionisti Eni	48.030
- interessenze di terzi	49
<b>Patrimonio netto compreso le interessenze di terzi al 31 dicembre 2017</b>	<b>48.079</b>
<b>Impatto adozione IFRS 9 e 15</b>	<b>245</b>
<b>Patrimonio netto compreso le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018</b>	<b>48.324</b>
<b>Totale utile (perdita) complessivo</b>	<b>5.713</b>
<b>Dividendi distribuiti agli azionisti Eni</b>	<b>(2.953)</b>
<b>Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate</b>	<b>(3)</b>
<b>Altre variazioni</b>	<b>(8)</b>
<b>Totale variazioni</b>	<b>2.749</b>
<b>Patrimonio netto compreso le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018</b>	<b>51.073</b>
di competenza:	
- azionisti Eni	51.016
- interessenze di terzi	57

Il patrimonio netto compreso le interessenze di terzi (€51.073 milioni) aumenta di €2.994 milioni per effetto dell'utile netto del periodo e delle differenze cambio positive dalla conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€1.787 milioni) che riflette l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+4,5% per i cambi di fine periodo; 1,146

al 31 dicembre 2018 vs. 1,2 al 31 dicembre 2017), parzialmente assorbiti dalla variazione negativa del fair value della riserva cash flow hedge di €243 milioni e dalla distribuzione del dividendo (€2.953 milioni, saldo dividendo 2017 per €1.440 milioni e accorto dividendo 2018 per €1.513 milioni).



83942/569

Eni - Relazione Finanziaria Annuale 2018

## 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 2018	31 dicembre 2017	31/12/16
Debiti finanziari e obbligazioni	25.865	24.707	1.158
Debiti finanziari a breve termine	5.783	4.528	1.255
Debiti finanziari a lungo termine	20.082	20.179	(97)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.036)	(7.363)	(3.473)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.552)	(6.219)	(333)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(188)	(209)	71
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>8.289</b>	<b>10.915</b>	<b>(2.627)</b>
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	51.073	48.079	2.994
<b>Leverage</b>	<b>0,16</b>	<b>0,23</b>	<b>0,07</b>
<b>Gearing</b>	<b>0,14</b>	<b>0,18</b>	<b>(0,05)</b>

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2018 è pari a €8.289 milioni con una riduzione di €2.627 milioni rispetto al 2017. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a €25.865 milioni, di cui €5.783 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.601 milioni) e €20.082 milioni a lungo termine.

La variazione dell'indebitamento finanziario netto è stata influenzata positivamente dalla gestione e dalla finalizzazione delle dismissioni relative al Dual Exploration Model e di asset minori.

Il leverage - rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi - si attesta a 0,16 al

31 dicembre 2018, in calo rispetto allo 0,23 del 31 dicembre 2017 per effetto essenzialmente della riduzione dell'indebitamento finanziario netto e del maggiore total equity di €2.994 milioni dovuto alle differenze positive di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi principalmente il dollaro come valuta funzionale (€1.787 milioni) e al risultato di periodo, parzialmente compensati dalla distribuzione dei dividendi agli azionisti Eni (saldo dividendo 2017 e acconto dividendo 2018 per €2.953 milioni).

Il gearing - rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto - è pari a 0,14, in riduzione rispetto allo 0,18 del 31 dicembre 2017.

Me



83942 / 570

## 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<sup>(a)</sup>

	[€ milioni]			
	2018	2017	2016	Var. 2018/2017
<b>Utile (perdita) netto</b>	<b>4.137</b>	<b>3.377</b>	<b>(1.044)</b>	<b>760</b>
<b> Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operative:</b>				
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	7.657	9.720	7.773	(1.063)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(474)	(3.446)	(48)	2.972
- dividendi, interessi e imposte	6.168	3.350	2.229	2.518
Variazione del capitale di esercizio	1.632	1.440	2.112	192
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(5.473)	(3.624)	(3.749)	(1.849)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>13.647</b>	<b>10.117</b>	<b>7.673</b>	<b>3.590</b>
<b>Investimenti tecnici</b>	<b>(9.118)</b>	<b>(8.681)</b>	<b>(9.180)</b>	<b>(439)</b>
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(244)	(510)	(1.164)	266
Cessioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1.242	5.455	1.054	(4.213)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	842	(373)	465	1.315
<b>Free cash flow</b>	<b>6.468</b>	<b>6.008</b>	<b>(1.152)</b>	<b>460</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziaria non strumentali all'attività operativa <sup>(b)</sup>	(357)	341	5.271	(699)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	320	(1.712)	(766)	2.032
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.957)	(2.883)	(2.885)	(74)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	18	(65)	(3)	83
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO</b>	<b>3.492</b>	<b>1.689</b>	<b>465</b>	<b>1.803</b>

## Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	[€ milioni]			
	2018	2017	2016	Var. 2018/2017
<b>Free cash flow</b>	<b>6.468</b>	<b>6.008</b>	<b>(1.152)</b>	<b>460</b>
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(18)			(18)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(439)	261	5.848	(760)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(367)	474	284	(841)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.957)	(2.883)	(2.885)	(74)
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>2.627</b>	<b>3.860</b>	<b>2.095</b>	<b>(1.233)</b>

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

(b) La voce include gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti (strumenti di impiego a breve delle disponibilità che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto). Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

	2018	2017	2016	Var. 2018/2017
<b>Investimenti:</b>				
- totali	(424)	(316)	(1.317)	(108)
- crediti finanziari	(196)	(72)	(272)	(124)
	<b>(620)</b>	<b>(388)</b>	<b>(1.589)</b>	<b>(232)</b>
<b>Disinvestimenti:</b>				
- totali	46	223		(177)
- crediti finanziari	217	506	6.860	(289)
	<b>263</b>	<b>729</b>	<b>6.860</b>	<b>(466)</b>
<b>Investimenti e disinvestimenti di attività finanziaria non strumentali all'attività operativa</b>	<b>(357)</b>	<b>341</b>	<b>5.271</b>	<b>(699)</b>



83942/54

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2018

Il flusso di cassa netto da attività operativa del 2018 è stato di €13.647 milioni con un incremento del 35% sul corrispondente periodo di confronto dovuto al miglioramento gestionale per effetto scenario e performance.

Nell'anno è stato registrato un minore volume di crediti essenzialmente commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (circa €280 milioni).

Il flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione

del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione è stato di €12.662 milioni, con un incremento del 37% rispetto al 2017.

Tale performance si ottiene sterilizzando gli effetti di oneri straordinari che includono: un onere relativo alla definizione di un arbitrato (€313 milioni), un accantonamento straordinario per perdite su crediti in sofferenza nel settore E&P (€158 milioni) e oneri connessi alla cessione del 10% di Zohr, sostanzialmente da considerarsi a riduzione delle dismissioni (vedi riconduzione di seguito).

Esercizio 2018	(€ milioni)	Imposta	Profit/Loss on stock	Onere per arbitrato	Accantonamento fondo svalutazione crediti straordinario	Onere cessione 10% Zohr	Anticipi commerciali finanziamento Zohr	Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	12.015	96	313	158	80		12.662	Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante
Variazione circolante	1.632	(96)	(313)	(158)		(280)	785	
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.647					80	(280)	Flusso di cassa netto da attività operativa underlying

Net

I fabbisogni per gli investimenti (tecnici e in partecipazioni) sono stati di €9.363 milioni, che si rideterminano in €7,94 miliardi al netto principalmente del bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione negli Emirati Arabi Uniti (€869 milioni), di acquisizioni minori nel business mid-downstream (circa €100 milioni), della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr (€170 milioni) oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che sono stati rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione avvenuto a fine giugno, nonché degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr (€280 milioni). Il grado di copertura organica degli investimenti netti dell'esercizio 2018 è stato del 172%.

Le dismissioni del 2018 di €1.242 milioni hanno riguardato il 10% del progetto Zohr, asset non strategici della E&P, le attività di distribuzione gas in Ungheria e sono esposte al netto della cassa di Eni Norge depositata presso banche terze (circa €250 milioni) quale effetto dell'operazione di business combination con Point Resources che ha determinato la perdita del controllo di Eni Norge da parte Eni. Le altre variazioni relative all'attività d'investimento (€942 milioni) hanno riguardato l'incasso delle rate di prezzo differite relative alla cessione degli Interest del 10% e del 30% del

progetto Zohr scalizzate nel 2017 (€450 milioni) e l'incremento dei debiti per attività d'investimento.

Ai fini della valutazione della cash neutrality, il management ha rielaborato le principali metriche del rendiconto finanziario. Escludendo dal flusso di cassa gli anticipi commerciali legati all'avanzamento dello spending di Zohr e l'onere sulla cessione del 10% del progetto realizzata nel 2018, allo scenario Brent di 71 \$/barile, la gestione ha generato circa €13,45 miliardi che unitamente alle variazioni positive del circolante associate all'attività d'investimento/disinvestimento di €0,9 miliardi (che include l'incasso delle rate prezzo differite delle cessioni di quote di Zohr nel 2017) ha consentito di finanziare i capex netti di €7,94 miliardi e il pagamento di €2,95 miliardi di dividendi per cassa con un surplus di circa €3,5 miliardi. Applicando la sensitivity Eni di variazione di €0,19 miliardi di cash flow per ogni dollaro di variazione del prezzo del Brent, si ottiene che la gestione ha coperto i fabbisogni per investimenti e per il dividendo allo scenario di circa 52 \$/barile, che si ridetermina in 55 \$/barile escludendo dai cash-in l'incasso delle rate prezzo (€450 milioni) delle dismissioni di Zohr eseguite nel 2017, unica componente non organica del calcolo.

Net

Net



83942/572

## Investimenti tecnici

	[€ milioni]				
	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production	7.901	7.739	9.254	162	2,1
- acquisto di riserve proved e unproved	869	5	2	864	..
- ricerca esplorativa	463	442	417	21	4,8
- sviluppo	6.506	7.236	7.770	(730)	(10,1)
- altro	63	56	65	7	12,5
Gas & Power	215	142	120	73	51,4
Refining & Marketing o Chimica	877	729	664	148	20,3
- Refining & Marketing	726	526	421	200	38,0
- Chimica	151	203	243	(52)	(25,6)
Corporate e altre attività	143	87	55	56	64,4
Effetto eliminazione utili interni	(17)	(16)	87		
<b>Investimenti tecnici</b>	<b>9.119</b>	<b>8.681</b>	<b>9.180</b>	<b>438</b>	<b>5,0</b>

Nel 2018 gli investimenti tecnici di €9.119 milioni (€8.681 milioni nel 2017) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€6.506 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia, Libia, Italia, Nigeria, Congo e Iraq. L'acquisto di riserve proved e unproved di €869 milioni riguarda il bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione e nella concessione offshore Ghasha negli Emirati Arabi Uniti;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€587 milioni) fi-

nalizzata essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a San-nazzaro, alla riconversione in green 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 (€139 milioni);

- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€161 milioni) e del business power (€46 milioni).

83942/573

L'INFORMATIVA FINANZIARIA NON-GAAP

## Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari [special item] 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 del business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures. Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivi.

### Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrion 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 significativo, 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 rappresentative 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; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale o 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. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. 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 nel commento del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

### 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



93942/576

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

#### Indebitamento finanziario netto

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

#### ROACE (Return On Average Capital Employed) adjusted

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted prima degli interessi di terzi azionisti 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, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

#### Net Debt/EBITDA adjusted

Net Debt/EBITDA adjusted 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.

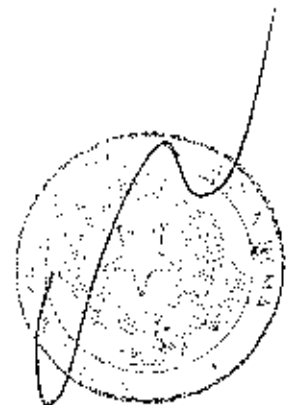


83942/575

Conferma: Enrico Cuccia, Amministratore Delegato

2018	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione entità interni	ESCLUSIVO
<b>Utile (perdita) operativo</b>		10.214	529	(380)	(681)	211	8.983
Esclusione (utile) perdita di magazzino				234		(138)	96
<b>Esclusione special item:</b>							
- 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)	(3)		(452)
- accantonamenti a fondo rischi		360		21	(1)		380
- oneri per incentivazione all'esodo		26	222	8	(1)		155
- derivati su commodity			(156)	23			(133)
- differenze e derivati su cambi		(6)	112	1			107
- alito		(138)	(92)	96	47		(87)
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>		636	(86)	526	85		1.161
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>		10.850	543	380	(606)	73	11.240
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>		(366)	(4)	11	(897)		(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		285	9	(2)	5		297
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(5.814)	(238)	(151)	333	(17)	(5.887)
Tax rate (%)		54,0	43,4	38,8			56,2
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>		4.955	310	239	(965)	56	4.594
<b>di competenza:</b>							
- interessenza di terzi							11
- azionisti Eni							4.583
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>							4.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino							69
Esclusione special item							388
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>							4.583

(a) escludono gli special item.



Me



23942 / 516

2017	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chemicals	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Finanziario
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)	34	25		(221)
- plusvalenze nette su cessione di asset		(3.269)		(23)	(1)		(3.283)
- accantonamenti a fondo rischi		366			82		448
- oneri per incentivazione all'esodo		19	39	(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 <sup>(a)</sup>		(50)	10	5	(699)		(734)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		408	(9)	19	22		440
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>		(2.807)	(163)	(352)	178	17	(3.127)
Tax rate (%)		50,8	75,4	34,7			55,8
Utile (perdita) netto adjusted		2.724	52	643	(1.041)	(16)	2.362
di competenza:							
- interessenze di terzi							3
- azionisti Eni							2.379
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.374
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

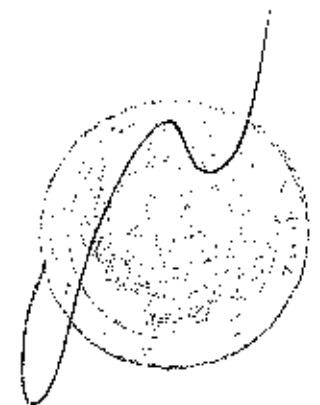
83942/577

Eni Refining & Marketing IS Annual Report 2016

2016	[€ milioni]	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing & Chemicals	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	2.157	DISCONTINUED OPERATIONS	2.157
<b>Utile (perdita) operativo</b>		<b>2.567</b>	<b>(391)</b>	<b>723</b>	<b>(681)</b>	<b>(61)</b>			<b>2.157</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino			90	(406)		41	(175)		(175)
<b>Esclusione special item:</b>									
- oneri ambientali			1	104	88		193		193
- svalutazioni (riprese di valore) netto	(684)		81	104	40		(459)		(459)
- radduzioni pozzi esplorativi per abbandono progetti	7						7		7
- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)			(8)			(10)		(10)
- accantonamenti a fondo rischi	105		17	28	1		151		151
- oneri per incentivazione all'esodo	24		4	12	7		47		47
- derivati su commodity	19	(443)		(3)			(427)		(427)
- differenze e derivati su cambi	(3)	(19)		3			(19)		(19)
- altro	461		270	26	93		850		850
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>	<b>(73)</b>	<b>(89)</b>	<b>266</b>	<b>229</b>	<b>93</b>	<b>933</b>	<b>333</b>		<b>333</b>
<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>2.494</b>	<b>(390)</b>	<b>589</b>	<b>(452)</b>	<b>80</b>	<b>2.315</b>			<b>2.315</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(55)	6	1	(72)		(769)			(769)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	68	(20)	32	(6)		74			74
Imposta sul reddito <sup>(a)</sup>	(1.999)	74	(197)	188	(19)	(1.959)			(1.959)
Tax rate (%)	79,7	18,3	32,0			120,6			
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>508</b>	<b>(330)</b>	<b>419</b>	<b>(891)</b>	<b>61</b>	<b>(333)</b>			<b>(333)</b>
<b>di competenza:</b>									
- interessenze di terzi						7			7
- azionisti Eni						(340)			(340)
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>						<b>(1.454)</b>	<b>413</b>		<b>(1.051)</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(120)			(120)
Esclusione special item						1.244	(413)		831
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>						<b>(340)</b>			<b>(340)</b>

(a) Esclusione special item.

*Me*



33942/ST8

## 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 attenuata direttamente dallo schema legale)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è attenuata direttamente dallo schema legale)	[€ milioni]	al 31 dicembre 2016		al 31 dicembre 2017	
		Riferimento alla nota al bilancio consolidato	Valore di bilancio legale	Valore di bilancio riclassificato	Valore di bilancio legale
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			60.302		63.158
Rimanenze immobilizzate - quote d'obbligo			1.217		1.283
Attività immateriali			3.170		2.925
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			2.963		3.730
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 15)		1.314		1.658
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(2.399)		(1.379)
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 7)	122		597	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento non correnti	(vedi nota 10)	9		118	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 16)	(2.520)		(2.094)	
<b>Totale Capitale Immobilizzato</b>			<b>71.567</b>		<b>71.415</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			4.651		4.621
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		9.520		10.182
Debiti commerciali	(vedi nota 16)		(11.645)		(10.890)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(1.104)		(2.387)
- passività per imposte sul reddito correnti		(440)		(472)	
- passività per altre imposte correnti		(1.432)		(1.472)	
- passività per imposte differite		(4.272)		(5.900)	
- altre passività non correnti per imposte	(vedi nota 17)	(61)		(45)	
- attività per imposte sul reddito correnti		191		191	
- attività per altre imposte correnti		551		729	
- attività per imposte anticipate		3.931		4.078	
- altra attività non correnti per imposte	(vedi nota 10)	422		507	
- debiti/crediti per consolidata fiscale	(vedi nota 16)	(4)		(3)	
Fondi per rischi ed oneri			(11.886)		(13.447)
Altre attività (passività), composte da:			(860)		287
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 15)	51		84	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 7)	4.459		4.641	
- altre attività correnti		2.258		1.573	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 10)	361		698	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 16)	(2.568)		(3.760)	
- altre passività correnti		(3.900)		(1.515)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 17)	(1.441)		(1.434)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>			<b>(11.324)</b>		<b>(11.634)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			<b>(1.117)</b>		<b>(1.022)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>			<b>236</b>		<b>236</b>
composto da:					
- attività destinate alla vendita		295		323	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(59)		(87)	
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>59.362</b>		<b>58.995</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>			<b>51.073</b>		<b>49.079</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			25.805		24.757
- passività finanziarie a lungo termine		20.082		20.179	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.601		2.296	
- passività finanziaria a breve termine		2.182		2.242	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(10.836)		(7.363)
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 6)		(6.552)		(6.219)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa corrente	(vedi nota 15)		(188)		(209)
<b>Totale indebitamento finanziario netto<sup>(a)</sup></b>			<b>8.289</b>		<b>10.916</b>
<b>COBERTURE</b>			<b>59.362</b>		<b>58.995</b>

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



83942/579

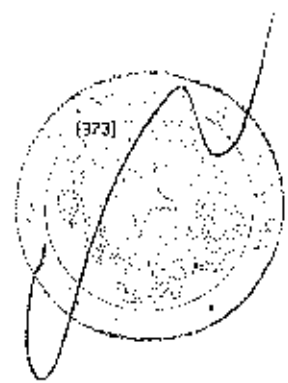
Egitto - Rendiconto Finanziario Riclassificato

**Rendiconto finanziario riclassificato**

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

[€ milioni]	2018		2017	
	Valori di bilancio legale	Valori di bilancio riclassificato	Valori di bilancio legale	Valori di bilancio riclassificato
<b>Utile (perdita) netto</b>		<b>4.137</b>		<b>3.977</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		<b>2.657</b>		<b>8.720</b>
- ammortamenti	5.988		2.483	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	866		(225)	
- radiazioni	100		263	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	68		287	
- altre variazioni	(474)		894	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	188		38	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		<b>(474)</b>		<b>(3.446)</b>
Dividendi, interessi e imposte		<b>6.168</b>		<b>3.650</b>
- dividendi	(231)		(205)	
- interessi attivi	(185)		(283)	
- interessi passivi	614		671	
- imposte sul reddito	5.970		3.467	
Variazione del capitale di esercizio		<b>1.632</b>		<b>1.440</b>
- rimanenze	15		(346)	
- crediti commerciali	334		657	
- debiti commerciali	642		284	
- fondi per rischi e oneri	(238)		96	
- altre attività e passività	878		749	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		<b>(5.473)</b>		<b>(3.624)</b>
- dividendi incassati	275		291	
- interessi incassati	87		104	
- interessi pagati	(609)		(582)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(5.226)		(3.437)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operative</b>		<b>19.647</b>		<b>10.117</b>
Investimenti tecnici		<b>(9.119)</b>		<b>(8.681)</b>
- attività materiali	(8.778)		(8.450)	
- attività immateriali	(341)		(231)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		<b>(244)</b>		<b>(510)</b>
- partecipazioni	(125)		(510)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(119)			
Dismissioni		<b>1.242</b>		<b>5.455</b>
- attività materiali	1.089		2.745	
- attività immateriali	5		2	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(47)		2.662	
- imposte pagate sulle dismissioni			(435)	
- partecipazioni	195		482	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		<b>942</b>		<b>(373)</b>
- investimenti finanziari: titoli	(432)		(316)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(554)		(657)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	408		152	
Riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	620		388	
- disinvestimenti finanziari: titoli	61		224	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	495		999	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	606		(434)	
Riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(263)		(729)	
<b>Free cash flow</b>		<b>6.468</b>		<b>6.008</b>

me



83942/580

segue Rendiconto finanziario riclassificato

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

	2016		2015	
	Valore a schema legale (€ milioni)	Valore a schema riclassificato	Valore a schema legale	Valore a schema riclassificato
<b>Free cash flow</b>		<b>6.468</b>		<b>6.008</b>
Investimenti o disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(357)		341
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(620)		(388)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	263		729	
Variazioni debiti finanziari correnti e non correnti		320		(1.712)
- assunzione debiti finanziari non correnti	3.790		1.842	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.757)		(2.973)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(713)		(581)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.957)		(2.883)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eol	(2.954)		(2.880)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(3)		(3)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	18	18	(77)	(65)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)				
<b>Flusso di cassa netto</b>		<b>3.492</b>		<b>1.669</b>

83942/581

# COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI ENI SPA

## CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2018	2017	2016	Var. ann.
Ricavi della gestione caratteristica		31.795	28.984	27.718	2.811
Altri ricavi e proventi		331	2.316	547	(1.985)
Costi operativi		(31.778)	(28.517)	(28.426)	(3.257)
Altri proventi (oneri) operativi		113	(239)	(50)	352
Ammortamenti		(635)	(727)	(815)	92
Ripreso di valore (svalutazioni) nette di attività materielle e immateriali		(13)	(111)	(443)	98
Radiazioni		(1)	(6)	(209)	4
<b>Utile (perdita) operativa</b>		<b>(186)</b>	<b>1.701</b>	<b>(1.678)</b>	<b>(1.887)</b>
Proventi (oneri) finanziari		(327)	(646)	(446)	319
Proventi (oneri) su partecipazioni		3.889	2.702	6.058	987
<b>Utile prima delle imposte</b>		<b>3.176</b>	<b>3.757</b>	<b>3.934</b>	<b>(582)</b>
Imposte sul reddito		(3)	(171)	232	168
<b>Utile netto - continuing operations</b>		<b>3.173</b>	<b>3.586</b>	<b>4.166</b>	<b>(413)</b>
<b>Utile netto - discontinued operations</b>				<b>255</b>	
<b>Utile netto</b>		<b>3.173</b>	<b>3.586</b>	<b>4.421</b>	<b>(413)</b>

### Utile netto

L'utile netto di €3.173 milioni si riduce di €413 milioni per effetto essenzialmente della riduzione del risultato operativo (€1.887 milioni) connessa alla circostanza che nell'esercizio precedente era stata rilevata la plusvalenza relativa alla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni); questo effetto è stato parzialmente compensato: (i) dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€987 milioni)

connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate; (ii) dalla riduzione degli oneri finanziari netti (€319 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione dell'indebitamento finanziario netto; (iii) dai minori oneri fiscali (€168 milioni) che nel 2017 erano stati caratterizzati dalle imposte sulla citata cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in Mozambico (€301 milioni).

## 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)	2018	2017	2016	Var. ann.
Exploration & Production		2.740	2.225	1.874	515
Gas & Power		14.648	14.331	15.460	317
Refining & Marketing		16.809	14.275	11.813	2.534
Corporate		877	854	869	(1)
Elisioni		(3.279)	(2.711)	(2.298)	(568)
		<b>31.795</b>	<b>28.984</b>	<b>27.718</b>	<b>2.811</b>

me



83942/582

I ricavi Exploration & Production (€2.740 milioni) aumentano di €515 milioni, pari al 23%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi di vendita del greggio e del gas (+25% e +24% rispettivamente) e dell'incremento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 4,1%, equivalente a 1,8 milioni di boe.

I ricavi Gas & Power (€14.648 milioni) aumentano di €317 milioni, pari al 2%, per effetto essenzialmente, (i) delle maggiori vendite a Eni gas e luce SpA; (ii) dell'incremento dei volumi contrattati di GNL, per effetto anche delle disponibilità delle produzioni di gas equity in Indonesia a seguito dell'accresciuta integrazione tra il business

upstream e il Gas & Power. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla circostanza che il primo semestre 2017 comprendeva i ricavi del business retail conferito a Eni gas e luce SpA con efficacia dal 30 giugno 2017.

I ricavi Refining & Marketing (€16.809 milioni) aumentano di €2.534 milioni, pari al 18%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi.

I ricavi della Corporate (€877 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2017.

#### Utile (perdita) operativa

	(€ milioni)	2016	2017	2016	Var. ann.
Exploration & Production		681	2.164	(445)	(1.483)
Gas & Power		[99]	(304)	(1.166)	205
Refining & Marketing		(411)	329	403	(740)
Corporate		(444)	(479)	(384)	35
Eliminazione utili interni <sup>(a)</sup>		87	[2]	(86)	96
<b>Utile (perdita) operativa</b>		<b>(166)</b>	<b>1.701</b>	<b>(1.678)</b>	<b>(1.687)</b>

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

L'utile operativo della Exploration & Production (€681 milioni) si riduce di €1.483 milioni a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2017 era stata rilevata la plusvalenza relativa alla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni); questo effetto è stato parzialmente compensato dall'incremento dei prezzi di vendita del greggio e del gas (+25% e +24% rispettivamente) e dall'incremento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 4,1%, equivalente a 1,8 milioni di boe.

La perdita operativa della Gas & Power (€99 milioni) si riduce di €205 milioni a seguito essenzialmente: (i) degli esiti della complessiva ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento long-term e della valorizzazione delle flessibilità contrattuali disponibili; (ii) del maggiore contributo del business GNL dovuto ai più elevati margini e alle maggiori vendite grazie alle disponibilità delle produzioni di gas equity in Indonesia; (iii) delle ottimizzazioni

nel business power; (iv) della riduzione dei costi di logistica gas. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati essenzialmente dai minori proventi one-off correlati agli effetti retroattivi delle rinegoziazioni del 2017 e dai minori volumi di gas venduti.

Il risultato operativo della Refining & Marketing, negativo per €411 milioni, peggiora di €740 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'effetto della valutazione delle scorte che riflette la riduzione dei prezzi dei greggi e prodotti petroliferi rilevata nell'ultima parte dell'esercizio; (ii) del peggioramento dei risultati della raffinazione per effetto dello sfavorevole scenario di riferimento connesso all'elevato costo della carica petrolifera che ha caratterizzato i primi dieci mesi dell'esercizio non trasferito nei prezzi dei prodotti raffinati a causa della pressione competitiva nei mercati di sbocco. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dalle ottimizzazioni degli assetti supply; (ii) dalle positive performance delle attività di marketing.

#### Proventi (oneri) netti su partecipazioni

	(€ milioni)	2016	2017	2016	Var. ann.
Dividendi		4.851	3.061	6.486	1.790
Altri proventi		77	153	202	[76]
<b>Totale proventi</b>		<b>4.928</b>	<b>3.214</b>	<b>6.688</b>	<b>1.714</b>
Svalutazioni e perdite		(1.239)	(512)	(630)	(727)
<b>Proventi (oneri) su partecipazioni</b>		<b>3.689</b>	<b>2.702</b>	<b>6.058</b>	<b>987</b>

23942/583

ENI RENDICONTI FINANZIARI 2018

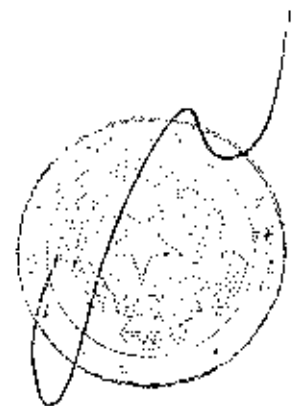
**Imposte sul reddito**

	[€ milioni]			
	2018	2017	2016	2015
IRES	33	(10)	44	43
IRAP		(1)		1
Addizionale Legge n. 7/09		(61)		61
<b>Totale imposte correnti</b>	<b>33</b>	<b>(72)</b>	<b>44</b>	<b>105</b>
Imposte differite	4	(12)	35	26
Imposte anticipate	(38)	138	160	(176)
<b>Totale imposte differite e anticipate</b>	<b>(34)</b>	<b>126</b>	<b>195</b>	<b>(150)</b>
<b>Totale imposte estere</b>	<b>(5)</b>	<b>(31)</b>	<b>(10)</b>	<b>306</b>
<b>Totale imposte sul reddito Eni SpA</b>	<b>(5)</b>	<b>(257)</b>	<b>229</b>	<b>251</b>
Imposta relativa alla rilevazione delle Joint Operation	3	86	3	(83)
	<b>(3)</b>	<b>(171)</b>	<b>232</b>	<b>168</b>

Le Imposte sul reddito di €3 milioni, diminuiscono di €168 milioni a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2017 sono state pagate imposte sulla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€301 milioni); (ii) del minor stanziamento dell'addizionale IRES Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libian Tax) (€61 milioni nel 2017). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal minor stanziamento di imposte anticipate (€176 milioni)

per effetto essenzialmente della minore perdita fiscale.

La differenza del 23,91% tra il tax rate effettivo (0,09%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con effetto sul tax rate del 34,82%. Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dalle svalutazioni nette delle partecipazioni con un effetto sul tax rate del 9,32%; (ii) dalla svalutazione delle imposte anticipate IRES e IRAP (3,12%).



*Me*



83942/584

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO<sup>1</sup>

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 dicembre 2018	31 dicembre 2017	Variaz.
<b>Capitale immobilizzato</b>				
Immobili, impianti e macchinari		7.579	7.178	401
Rimanenza immobilizzate - scorte d'obbligo		1.200	1.297	(97)
Attività immateriali		180	195	(15)
Partecipazioni		41.914	42.337	(423)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		2.199	5.090	(2.891)
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento		(178)	(156)	(22)
		<b>52.894</b>	<b>55.941</b>	<b>(3.047)</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>				
Rimanenze		1.324	1.389	(65)
Crediti commerciali		4.928	5.111	(183)
Debiti commerciali		(4.872)	(5.254)	282
Crediti (Debiti) tributari e fondo imposte netto		757	698	59
Fondi per rischi e oneri		(3.883)	(3.781)	(102)
Altre attività (passività) d'esercizio		(600)	(711)	111
		<b>(2.446)</b>	<b>(2.548)</b>	<b>102</b>
Fondi per benefici ai dipendenti		(370)	(353)	(17)
Attività destinate alla vendita		1	2	(1)
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>		<b>50.079</b>	<b>53.042</b>	<b>(2.963)</b>
Patrimonio netto		42.616	42.529	86
Indebitamento finanziario netto		7.464	10.513	(3.049)
<b>COPERTURE</b>		<b>50.079</b>	<b>53.042</b>	<b>(2.963)</b>

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2018 ammonta a €50.079 milioni con una riduzione di €2.963 milioni rispetto al 31 dicembre 2017.

**Capitale immobilizzato**

Il **capitale immobilizzato** (€52.894 milioni) si riduce di €3.047 milioni rispetto al 31 dicembre 2017 a seguito: (i) del decremento dei crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €2.891 milioni, in particolare per il rimborso di finanziamenti dalle società controllate Eni Finance International SA ed Eni Gas e Light SpA; (ii) del decremento delle partecipazioni a seguito delle maggiori svalutazioni nette. Tali effetti sono stati parzialmente

compensati dall'incremento degli Immobili, impianti e macchinari (€401 milioni), in particolare per gli investimenti: (i) della Exploration & Production per lo sviluppo dei giacimenti di idrocarburi; (ii) della Refining & Marketing per gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nelle attività di raffinazione e gli interventi nell'attività di marketing operati per obblighi di legge e per lo stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi.

**Capitale di esercizio**

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €2.446 milioni, aumenta di €102 milioni per effetto essenzialmente della variazione dei crediti e debiti commerciali.

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



83942/585

Eni Finanziaria (Investimenti) - 2018

## PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2017	42.529
Effetto prima applicazione IFRS8	(9)
Patrimonio netto al primo gennaio 2018	42.520
<b>Incremento per:</b>	
Utile netto	3.173
Differenza cumulata da conversione Joint Operation	17
Variazione riserva pluri-incentivazione di lungo termine	5
	3.195
<b>Decremento per:</b>	
Accanto sul dividendo 2018	(1.513)
Distribuzione saldo dividendo 2017	(1.440)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(136)
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(7)
Valutazione fair value partecipazioni minoritarie	(4)
	(3.109)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2018	42.615

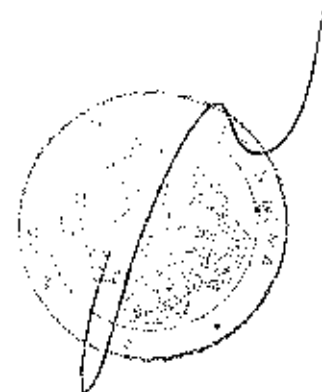
Handwritten signature and scribbles on the right side of the page, including a large 'L' shape.

## INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	31 dicembre 2018	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016
Debiti finanziari e obbligazionari	25.583	24.952	721
Debiti finanziari a breve termine	7.613	6.119	1.494
Debiti finanziari a lungo termine	18.070	18.843	(773)
Disponibilità: liquide ed equivalenti	(9.654)	(6.214)	(3.440)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.465)	(2.442)	(23)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6.100)	(3.793)	(307)
Indebitamento finanziario netto	7.454	10.513	(3.049)

La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €3.049 milioni è dovuta essenzialmente: (i) al flusso di cassa netto da attività operativa (€4.913 milioni); (ii) ai disinvestimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa (€2.911 milioni). Tali effetti sono stati parzial-

mente compensati: (i) dal pagamento del dividendo residuo, tra acconto e saldo, dell'esercizio 2017 (€1.441 milioni); (ii) dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2018 di €0,42 per azione (€1.513 milioni); (iii) dagli investimenti tecnici (€1.039 milioni).



Handwritten signature 'Me' at the bottom of the page.



8394.2 / 586

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO<sup>2</sup>

	(€ milioni)	2018	2017	Var. ass.
<b>Utile netto</b>		<b>3.173</b>	<b>3.586</b>	<b>(413)</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		1.883	1.482	401
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(12)	(1.996)	1.984
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(4.510)	(2.496)	(2.015)
Variazione del capitale di esercizio		(83)	(52)	(31)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		4.462	2.756	1.706
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>4.813</b>	<b>3.201</b>	<b>1.612</b>
Investimenti tecnici		(1.038)	(773)	(265)
Investimenti in partecipazioni		(743)	(2.536)	1.843
Disinvestimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa		2.911	(1.139)	4.050
Dismissioni		39	3.108	(3.069)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		11	382	(371)
<b>Free cash flow</b>		<b>6.093</b>	<b>2.273</b>	<b>3.820</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(360)	3.557	(3.917)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		661	(1.319)	1.980
Flusso di cassa dal capitale proprio		(2.954)	(2.860)	(74)
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>		<b>3.440</b>	<b>1.631</b>	<b>1.809</b>
<b>Free cash flow</b>		<b>6.093</b>	<b>2.273</b>	<b>3.820</b>
Flusso di cassa dal capitale proprio		(2.954)	(2.860)	(74)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni <sup>1</sup>		(90)	(117)	27
Debiti e crediti finanziari società disinvestite <sup>1)</sup>			755	(265)
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>		<b>3.049</b>	<b>(458)</b>	<b>3.509</b>

[a] La voce, nel 2017, accoglieva gli effetti della cessione dell'interes del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Nazambito

## Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2018	2017	Var. ass.
Exploration & Production		449	351	98
Gas & Power			11	(11)
Refining & Marketing		526	369	157
Corporate		63	32	31
<b>Investimenti tecnici</b>		<b>1.038</b>	<b>773</b>	<b>265</b>

(2) Si rinvia al commento ai risultati economico e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli accenti riclassificati.





83942/587

Colloquio Finanziario - Aprile 2010

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

### Voci dello stato patrimoniale riclassificato

[dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale]

(€ milioni)	Patrimonio netto all'esercizio	Valori di bilancio legale	Valori di bilancio riclassificato	Valori di bilancio legale	Valori di bilancio riclassificato
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			7.576		7.178
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.200		1.297
Attività immateriali			180		195
Partecipazioni			41.914		42.337
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			2.189		5.090
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (caricendi)	[vedi nota 15]	224		258	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	[vedi nota 15]	1.975		4.832	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			[178]		(159)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	[vedi nota 7 e nota 10]	3		3	
- debiti per attività di investimento	[vedi nota 17]	(181)		(159)	
<b>Totale Capitale Immobilizzato</b>			<b>52.894</b>		<b>55.941</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			1.324		1.389
Crediti commerciali	[vedi nota 7]		4.928		5.111
Debiti commerciali	[vedi nota 17]		(4.972)		(5.254)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			757		698
- passività per imposte sul reddito correnti		(2)		(64)	
- passività per altre imposte correnti		(787)		(808)	
- attività per imposte sul reddito correnti		66		59	
- attività per altre imposte correnti		204		267	
- attività per imposte anticipate		1.169		1.152	
- altre attività non correnti	[vedi nota 10]	80		80	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	[vedi nota 7]	279		265	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	[vedi nota 17]	(200)		(229)	
- altre passività non correnti	[vedi nota 18]	(52)		(23)	
Fondi rischi e guasti			(3.983)		(3.781)
Altre attività (passività) di esercizio:			(609)		(711)
- altri crediti	[vedi nota 7]	385		510	
- altre attività (correnti)		1.013		893	
- altre attività (non correnti)	[vedi nota 10]	484		399	
- altri debiti	[vedi nota 17]	(279)		(583)	
- altre passività (correnti)		(1.448)		(872)	
- altre passività (non correnti)	[vedi nota 18]	(235)		(858)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>			<b>(2.446)</b>		<b>(2.548)</b>
Fondi per benefici ai dipendenti			(370)		(353)
Attività destinate alla vendita			1		2
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>50.078</b>		<b>53.042</b>
Patrimonio netto			42.615		42.529
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			25.683		24.967
- passività finanziarie a lungo termine		18.070		18.843	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.178		1.973	
- passività finanziarie a breve termine		4.435		4.146	
e dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		9.654		6.214	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	[vedi nota 15]	2.455		2.442	
Altre attività finanziarie destinate al trading		6.100		5.793	
<b>Totale indebitamento finanziario netto</b>			<b>7.464</b>		<b>10.513</b>
<b>COBERTURE</b>			<b>50.078</b>		<b>53.042</b>

83942/588

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

	2016		2017	
	Valori di schema legale	Valori di schema riclassificato	Valori di schema legale	Valori di schema riclassificato
(€ milioni)				
<b>Utile netto</b>		<b>3.179</b>		<b>3.566</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		<b>1.803</b>		<b>1.482</b>
- ammortamenti	635		727	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	13		111	
- radiazioni	1		5	
- effetto valutazione partecipazioni	1.162		367	
- differenze cambio di allineamento	4		(26)	
- variazioni da valutazione al fair value titoli destinati al trading	63		256	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	5		42	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(12)		(1.936)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(4.510)		(2.495)
- dividendi	(4.051)		(3.061)	
- interessi attivi	(162)		(204)	
- interessi passivi	500		599	
- imposta sul reddito	3		171	
Variazione del capitale di esercizio		(83)		(52)
- rimanenze	119		(230)	
- crediti commerciali	144		241	
- debiti commerciali	(238)		335	
- fondi per rischi ad oneri	121		(195)	
- altre attività e passività	(229)		(195)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		<b>4.462</b>		<b>2.756</b>
- dividendi incassati	4.851		3.076	
- interessi incassati	158		201	
- interessi pagati	(492)		(376)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquisiti	(55)		55	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>4.913</b>		<b>3.261</b>
Investimenti tecnici:		(1.038)		(773)
- immobilizzazioni materiali	(1.003)		(738)	
- immobilizzazioni immateriali	(35)		(35)	
Investimenti in partecipazioni		(743)		(2.586)
Disinvestimenti finanziari non strumentali all'attività operativa:		<b>2.910</b>		<b>(1.140)</b>
- crediti finanziari strumentali	2.907		(1.140)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	3			
Tool strumentali all'attività operativa		1		1
Dismissioni:		<b>39</b>		<b>3.168</b>
- immobilizzazioni materiali	14		14	
- partecipazioni	25		1.033	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			2.362	
- imposte pagate su dismissioni			(301)	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		11		382
- variazione debiti e crediti relativi ad attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	11		382	
<b>Free cash flow</b>		<b>6.893</b>		<b>2.279</b>
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(360)		3.557
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(15)		3.556	
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa	(345)		1	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		<b>661</b>		<b>(1.319)</b>
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	378		(1.345)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	283		26	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(2.954)		(2.880)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.954)		(2.880)	
<b>Flusso di cassa netto di periodo</b>		<b>3.440</b>		<b>1.631</b>

83942/589

## FATTORI DI RISCHIO E INCERTEZZA

### PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato.

### RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio al pari delle altre materie prime ha una storia di volatilità dovuta alla sensibilità al ciclo economico. Il 2018 ha rappresentato uno dei migliori esempi di tale fenomeno. Nei primi dieci mesi dell'anno il prezzo del petrolio ha consolidato il trend di ripresa avviato dalla seconda metà del 2017, con le quotazioni del greggio di riferimento Brent che hanno raggiunto in ottobre 85 \$/barile, il valore massimo degli ultimi quattro anni, grazie alla buona dinamica della domanda (cresciuta nel 2018 di circa 1,3 milioni di barili/giorno), all'efficacia dei tagli produttivi concordati a novembre 2018 tra OPEC e Paesi non aderenti, tra cui in particolare la Russia, nonché alla normalizzazione dei livelli globali di scorte. Tuttavia, nel mese di novembre le quotazioni del Brent hanno registrato una repentina flessione con il valore del barile che in meno di un mese ha perso circa il 30% rispetto al picco, scendendo a circa 60 \$/barile, a causa dei timori di rallentamento della crescita globale, delle incertezze connesse alla disputa commerciale tra USA e Cina e alla Brexit e dell'aumento della produzione di OPEC e Russia in anticipo di una possibile restrizione d'offerta connessa all'entrata in vigore delle sanzioni USA nei confronti dell'Iran, il cui impatto si è poi rivelato significativamente inferiore rispetto alle attese del mercato. Nei primi giorni di dicembre l'OPEC e alcuni Paesi produttori esterni al cartello, in particolare la Russia, hanno raggiunto un nuovo accordo di taglio della produzione per 1,2 milioni di boe/giorno, rispetto al livello di novembre, a partire da gennaio 2019 e per un periodo di sei mesi. I prezzi del petrolio hanno continuato a flettere per tutto il mese di dicembre scendendo in prossimità dei 50 \$/barile. A inizio del 2019 i prezzi si sono stabilizzati intorno ai 60 \$/barile grazie a segnali meno negativi sull'andamento dell'economia globale e all'entrata in vigore dei nuovi tagli produttivi.

Nel 2018 la quotazione media del Brent è stata di circa 71 \$/barile con un incremento del 31% rispetto al 2017 che ha contribuito in misura significativa al miglioramento dei risultati della E&P.

Nel 2019 la domanda globale di petrolio è attesa crescere di circa 1,4 milioni di barili/giorno, in linea con la crescita del 2018, grazie allo stimolo di prezzi più contenuti, mentre l'offerta e la domanda globale di greggio sono previsti in equilibrio. Considerati 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, il management prevede per il 2019 un prezzo del Brent di 62 \$/barile. Guardando al medio-lungo termine, sulla base dell'analisi dei fondamentali del mercato e considerando le previsioni fatte da analisti finanziari e istituti specializzati, il management ha ritenuto di confermare, in linea con il piano precedente, l'assunzione di prezzo di lungo di 70 \$/barile (in moneta reale 2022; inflazione di lungo termine 2%) ai fini della definizione

del piano di investimenti per il prossimo quadriennio 2019-2022 e della valutazione della recuperabilità dei valori d'iscrizione delle proprietà Oil and 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 (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 and Gas, il management stima che rispetto al prezzo di piano per il 2019 di 62 \$/barile, per ogni variazione di +/- 1 \$/barile, il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") diminuisce/aumenta di circa €190 milioni.

Un periodo prolungato di contrazione del prezzo della commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle nostre prospettive di business, limitando la capacità di finanziare i programmi di investimento e di far fronte ai nostri commitment. Eni potrebbe rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio della proprietà Oil and Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione 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. Questo potrebbe comportare la cancellazione, il rinvio o la differente modulazione dei progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo e di andamento in borsa del titolo Eni.

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) 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



83942/590

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. 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 capitali); 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 prudente nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e un focus costante sull'efficienza/efficacia delle operazioni. Per il quadriennio 2019-2022 Eni prevede un programma d'investimenti di circa €33 miliardi, in leggero aumento rispetto al piano precedente; circa il 50% della manovra d'investimento a fine piano è "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Per il 2019, Eni prevede un livello di spending di circa €8 miliardi, in linea con il 2017. Nonostante il controllo degli investimenti, il management intende mantenere un elevato tasso di crescita della produzione d'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 e il giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato nel 2018 minori entitlement di produzione rispetto al 2017 di circa 10 mila boe/giorno, pari a circa 600 barili/giorno per ogni dollaro/barile di aumento delle quotazioni del petrolio. Tuttavia tale ratio non può essere estrapolato in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente poiché può condurre a risultati sensibilmente diversi.

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti 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 2018 i risultati del business raffinazione e chimica sono stati penalizzati in misura significativa dalla compressione dei margini dei prodotti a causa

delle difficoltà nel trasferire gli aumenti del costo della carica petrolifera nei prezzi dei prodotti, frenati dal rallentamento dei mercati a valle e dalla 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) e maggiore diversificazione geografica. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questi business rimarrà sfidante a causa 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 compressione sono esposte al rischio di riduzione dei differenziali dei greggi pesanti rispetto al Brent che riduce l'incentivo alla conversione. Tale rischio si verifica in particolari situazioni di carenza d'offerta di greggi pesanti, come è previsto nel 2019, a causa dei tagli produttivi dell'OPEC, delle sanzioni Usa nei confronti dell'Iran e della flessione della produzione venezuelana che stanno riducendo l'offerta di greggi pesanti.

## RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2018 circa l'82% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale, Sud-Est asiatico e America 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.

83942/59A

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 USA che hanno limitato l'accesso del Paese ai mercati finanziari e imposto l'embargo sulle esportazioni di greggio. La mancanza di risorse finanziarie ha ridotto in misura significativa la capacità del Paese di investire in nuovi progetti petroliferi con la conseguente caduta dei livelli produttivi. Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti fatti da Eni nel Paese e dei crediti commerciali vantati verso le società petrolifere di Stato per la fornitura dei volumi d'idrocarburi equity. L'attività Eni nel Paese è concentrata 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 Junín, 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 51,5 miliardi (circa €1,3 miliardi al cambio EUR/USD 1,15), compresi crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture di gas del giacimento Perla in quota Eni, ceduti da Cardón IV all'azionista Eni Venezuela. Nonostante il difficile outlook finanziario del Paese, nel 2018 PDVSA ha pagato circa il 40% del gas fatturato nell'anno da Cardón IV. Tale percentuale di incasso è coerente con le assunzioni fatte nel bilancio 2017 ai fini della stima dell'expected loss dei crediti commerciali venezuelani sulla cui base era stato incorporato il rischio nella valutazione di recuperabilità del capitale investito da Eni nel progetto; pertanto non si registrano ulteriori svalutazioni oltre all'incremento del fondo relativo ai crediti commerciali sorti nell'anno. Per quanto riguarda il progetto PetroJunín, a causa del deteriorato contesto operativo del Paese e del rischio finanziario di recupero del capitale investito, il management ha riclassificato le riserve certe non sviluppate dal progetto alla categoria unproved (106 milioni di boe), così come richiesto dalla normativa SEC, rilevando una svalutazione del capitale investito nel progetto di circa €200 milioni.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario. L'esposizione Eni verso il Paese comprende un ammontare significativo di crediti in sofferenza (dell'ammontare originario di circa \$0,75 miliardi) relativi alle "chiamate fondi" di competenza della società petrolifera di Stato NNPC in progetti operati da Eni. Tale esposizione è oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement" che prevede l'esecuzione di attività minerarie "near field" a ridotto rischio minerario con attribuzione a Eni di una quota delle produzioni di spettanza della controparte di Stato. Nel 2018 Eni ha incassato circa \$170 milioni attraverso l'implementazione di questo schema; il management prevede di completare il piano di rientro in un orizzonte temporale di tre/cinque anni allo scenario Eni. Gli altri crediti in sofferenza sono stati svalutati integralmente per riflettere i limiti progressivi delle azioni di recupero registrati nel corso del 2018 con un effetto di circa €160 milioni nel bilancio.

È possibile che nei futuri reporting period il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro finanziario di tali Paesi non migliori.

Infine, 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 verrà completato nel corso del 2019, e dalla Great Noroos Area con il progetto Midco Phase-3 e il progetto Baltim SW con il completamento previsto nel corso del 2019, per entrambi i progetti. Il grado di solvibilità di tali controparti, pur migliorato, rimane a rischio elevato. Eni continuerà pertanto a monitorare con attenzione il rischio controparte dell'Egitto considerato il livello di esposizione.

La Libia rimane uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale, noto come "Primavera Araba", all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2010 e nel cambio di regime, che causarono l'interruzione per quasi un anno delle attività petrolifere Eni nel Paese con ricadute materiali sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2010 ha fatto seguito un lungo periodo di conflitto civile interno e un quadro politico e sociale frammentato e instabile che ha comportato frequenti perdite di produzione per Eni. Nella seconda metà del 2018 il riaffiorare delle tensioni interne ha influito in maniera negativa sul contesto operativo e sulla domanda domestica di gas con ricadute sulla produzione equity di Eni che è risultata inferiore alle aspettative interne. Il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro. Alla data di bilancio, la Libia rappresenta il 16% della produzione d'idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine.

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 possibili rischi di sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia, ma anche in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni più o meno prolungate delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi in dipendenza della gravità di tali sviluppi, come potrebbero essere conflitti interni, tensioni sociali, violenza, atti di guerra 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 2019-2022 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 interruzioni delle attività produttive per periodi rilevanti.

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 67 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 imprevedibile, tali eventi possono

me



83942 | 592

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.

### SANCTION TARGET

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli emessi da Autorità UE e USA con riferimento alla Russia e al Venezuela.

Per quanto riguarda i programmi emessi dalle Autorità europee, le attività maggiormente interessate sono quelle dell'area upstream condotte in Russia e/o con partner russi colpiti da misure restrittive settoriali. Eni ha adottato tutte le misure necessarie per garantire che dette attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, continuando peraltro a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e le modalità di concreta applicazione dello stesso per adattare su base ongoing le proprie attività.

Per quanto riguarda il Venezuela, le misure sanzionatorie adottate dagli Stati Uniti (inaspriate nel corso del 2018 alla luce del continuo aggravarsi della situazione nel Paese e ulteriormente aggravate, da ultimo, a gennaio 2019, con la designazione di PDVSA nella lista "SDN") sono orientate, principalmente, a colpire le fonti di finanziamento per il Governo venezuelano, PDVSA o soggetti dagli stessi controllati, tramite, tra l'altro, il divieto di compiere transazioni relative a "new equity" e "new debt" superiori a determinate scadenze. Le sanzioni statunitensi sono di natura "primaria" e quindi limitate alle persone statunitensi o ad attività che presentano un cd. "US Nexus". Eni, pertanto, sta valutando attentamente il rischio di compliance in questione, evitando, se del caso, qualsiasi possibile "US Nexus" rispetto alle attività a rischio. In sintesi tali sanzioni hanno effetti diretti limitati su Eni che tuttavia ne risente l'effetto che determinano nel deterioramento della situazione finanziaria del Paese.

### RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a rischi di carattere economico e operativo, inclusi quelli minerari riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas.

L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. L'attività di sviluppo è soggetta al rischio minerario e ai rischi di cost overrun e di ritardi nell'avvio dei progetti con ricadute negative sui risultati economici e sul cash flow. I livelli futuri di produzione Eni dipendono intrinsecamente dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici, in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

A causa dell'instabilità degli idrocarburi e della complessità delle operazioni di giacimento, 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, esplosione di pozzi, collisioni marine, rischi geologici, quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi che potrebbero assumere un'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 e dividendi).

Tali rischi sono potenzialmente 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 2018 Eni ha derivato circa il 56% 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. 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 dei progetti. 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 e produzione. 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



83942/593

Eni Risorse - Risorse Umane - Risorse

al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate).

Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare il rischio di blow-out dei pozzi. 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 puntuale controllo sui programmi di perforazione e di completamento dei pozzi a maggior complessità anche sulle attività non operate.

Il rischio blow-out dei pozzi è in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operata e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare Eni prevede un'incidenza massima del 15% di pozzi complessi di livello 1 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 31% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4,4 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.

## RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HS&E

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 e nelle attività di perforazione, eventi atmosferici avversi, possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contami-

nanti 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, dalle 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 impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando 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 corrente e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche ed avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni e dividendi).

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o 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'Agui in Basilicata e la piattaforma Goliat nel Mare di Barents norvegese) a causa di rischi ambientali e di tutela della salute delle comunità interessate dall'attività del Gruppo, con ricadute sui profitti, la reputazione e i costi associati al 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

Me



83942/594

in passato attività minero-metallurgiche e chimiche; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che possa ancora incorrere in tali passività ambientali.

In alcuni casi Eni è parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro 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. Con riferimento a diversi di questi siti inattivi Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare gli interventi di bonifica e a rimediare al danno ambientale in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente, 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'obbligo legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato.

È ancora possibile che in futuro possano essere rilevate passività aggiuntive in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio. Syndial, preposta da Eni al presidio di tali tematiche, ne dà attuazione anche attraverso lo sviluppo di tecniche proprietarie e di un approccio sostenibile alla bonifica.

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, costi 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 nuova 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. Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze a operare. In tale ambito in Italia con la conversione in legge del Decreto n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, avvenuta il 12 febbraio 2019, è diventata efficace una normativa che prevede l'approvazione entro diciotto mesi di un "piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PIEESA)" su scala nazionale. Con tale piano il Legislatore si propone di individuare le aree dove è consentito 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 cessano le sospensioni dei permessi di prospezione e possono essere richiesti ed ottenuti nuovi titoli minerari. Successivamente all'emanazione del piano nelle aree dichiarate idonee allo svolgimento delle attività upstream, riprenderanno efficacia i titoli minerari sospesi, mentre relativamente a quelle dichiarate non idonee sono rigettate le istanze di proroghe non ancora accolte e revocati i permessi di prospezione e ricerca. Continuano invece fino alla scadenza, senza però la possibilità di essere ulteriormente prorogate, le concessioni di coltivazioni in essere anche in regime di proroga. Secondo quanto prevede la norma, le aree idonee 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.

A livello Internazionale, dopo l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi si sono susseguiti i dibattiti in seno alla Commissione Europea sugli emendamenti alle normative in vigore per convergere all'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura globale ad di sotto di 2 °C per evitare cambiamenti climatici pericolosi – per l'approfondimento si rimanda alla sezione "Rischi connessi al cambiamento climatico".

Ad oggi, in ambito europeo, i negoziati sono stati conclusi su tutti gli aspetti del nuovo quadro legislativo sull'energia – il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" – e tutte le nuove normative





83942/S95

Eni Petrolio e Lubrificanti

saranno formalmente adottate nei primi mesi del 2019. Il pacchetto comprende otto diversi testi legislativi, tra cui si segnalano: la direttiva sulle energie rinnovabili, la direttiva sull'efficienza energetica, il regolamento sulla governance dell'Unione Europea e le normative (direttiva e regolamento) sul mercato elettrico.

In particolare, la direttiva sulle rinnovabili prevede il raggiungimento di una quota di almeno il 32% di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione entro il 2030, con una clausola di revisione al rialzo al 2023. La stessa direttiva stabilisce che la quota di fonti rinnovabili sia almeno il 14% del consumo finale nel settore dei trasporti, entro il 2030. Il contributo dei biocarburanti avanzati, il cui conteggio è doppio ai fini del conseguimento dell'obiettivo, dovrà essere almeno del 3,5% nel 2030. Tra i biocarburanti avanzati è incluso anche l'olio esausto da usi alimentari (UCO). Invece, l'utilizzo dell'olio di palma per la produzione di biocarburanti non sarà più consentito dal 2030. In tale contesto, Eni già dal 2015 è impegnata nella produzione di biocarburanti. La riconversione degli impianti di Porto Marghera e Gela in bioraffinerie, attraverso l'impiego della tecnologia Ecofining, garantirà a Eni la possibilità di utilizzo di feedstock non in competizione con usi alimentari (UCO), per la produzione di biocarburanti avanzati.

La direttiva sull'efficienza energetica pone un obiettivo, a livello comunitario, di risparmio energetico del 32,5% al 2030, prevedendo, anche in questo caso, la possibilità di una revisione al rialzo nel 2023. Per gli Stati membri sono stabiliti dei target indicativi, ma è previsto anche l'obbligo di ottenere nuovi risparmi energetici dello 0,8% del consumo finale annuo di energia, nel periodo 2021-2030.

Il regolamento sulla governance dell'Unione Europea ha principalmente l'obiettivo di implementare le strategie e le misure che assicurino il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione Europea al 2030. A tal fine, ciascuno Stato membro dovrà preparare un piano nazionale per l'energia e il clima per il periodo dal 2021 al 2030, includendo le cinque dimensioni dell'Unione dell'energia: sicurezza, integrazione del mercato interno, efficienza energetica, decarbonizzazione, ricerca, innovazione e competitività. I piani definitivi dovranno essere inviati dagli Stati membri alla Commissione Europea entro il 2019.

Infine, per il mercato elettrico, si conferma l'obiettivo di interconnessione al 2030 del 15%, rispetto all'obiettivo del 10% per il 2020.

Il nuovo quadro normativo complessivo mira a preservare la competitività industriale dell'Europa, promuovere la crescita e l'occupazione e ridurre le bollette energetiche. L'Unione Europea intende porre i consumatori al centro della transizione energetica, consentendo a questi ultimi di produrre l'energia elettrica necessaria per i propri consumi e immettere in rete eventuali eccedenze. L'attuazione di tutti gli obiettivi previsti consentirà di ottenere una riduzione delle emissioni per l'Unione Europea, al 2030, di circa il 45% rispetto al 1990.

Secondo un'analisi condotta dal World Economic Forum nel 2018 (The Global Risk Report 2019), 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. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (IEA 2015), 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 ancora 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. Sebbene solo circa il 2% dei prelievi idrici complessivi Eni sia costituito da acqua dolce prelevata in aree a stress o aride (identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute), i prelievi di acqua dolce UPS sono localizzati per circa il 56% in aree a stress, rendendo elevata l'esposizione del business al rischio idrico, come peraltro rilevato dall'analisi del CDP (2016). 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, Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water 2018, ottenendo una valutazione pari a 3, che si colloca al di sopra della media di settore e di area geografica.

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/AUE 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 analysis per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a raggiungere le nuove performance.

ME



83942/596

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto MATTM 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 (LYOC). 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/AE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 MG al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 MG al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 75 MG al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 MG; 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.

Il 22 novembre 2017 la Commissione Europea ha aggiornato le Linee Guida (LG) 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. 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 Brief 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).

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 (SISTR), disposta dal DL 135/2018, cui farà seguito la definizione di un nuovo sistema, già previsto dall'art. 134-bis del D.Lgs. 152/2006, volte a consentire la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia di rifiuti.

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 odorogene. Il 19 dicembre 2017 è entrato in vigore l'art. 272-bis del D.Lgs. 152/06 introdotto con il D.Lgs. 193/2017 di recepimento della Direttiva 2015/2193. L'art. 272-bis introduce per la prima volta in TUA la tematica delle odorogene 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 odorogene. In base all'art. 272-bis, la normativa nazionale e regionale possono prevedere misure per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorogene degli stabilimenti di cui al presente titolo. Inoltre l'articolo prevede

le sanzioni in caso di violazione, sfornamento o, soprattutto, mancato adempimento – arresto fino ad un anno e ammenda fino a € 10 mila.

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'impatto di tale adeguamento comporterà 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 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 corret-

to 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 (upstream) e della sicurezza di processo; e (v) audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti). 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 dalle unità di business a livello di sito con una propria organizzazione che predispose, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo, i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta le unità di business e la Società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni.

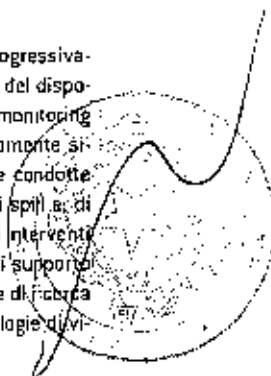
Eni è impegnata quotidianamente nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che efferativi, sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti e dove si ripartono gli spill operativi. Andrà posta attenzione preventiva all'eventuale evoluzione del fenomeno efferativo 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 IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety) e BEC Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

Anche in Italia si registrano effrazioni sulla rete, progressivamente contrastate attraverso l'installazione a tappeto del dispositivo proprietario e-VPMS (Eni vibroacoustic pipeline monitoring system). In tal senso sono stati sperimentati positivamente sistemi che permettano 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 contenimento e di riparazione (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni"). In fase di ricerca sulle stesse tematiche è anche l'applicazione di tecnologie di videovigilanza evoluta.

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

83942/597

Unità Relazione Finanziaria




83942 | 598

piloti si potrà capire se l'analisi costi/benefici è favorevole all'estensione dell'upgrade a tutti gli oleodotti di prodotti finiti. In parallelo con la R&D si favorirà anche sulla sperimentazione/applicazione di tecniche sostenibili per la ricostruzione degli impatti dell'evento con il beneficio atteso di migliorare la rapidità, qualità e l'efficacia dell'intervento e della sorveglianza.

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 la responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1.250 milioni 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.

Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa. Eni ha partecipato attivamente al 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 tecnologia proprietaria, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare; ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events) provvederà a validare e industrializzare un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua, in prossimità della testa pozzo sottomarina così come il progetto Blow Stop sviluppa una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

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

I prezzi spot del gas in Europa hanno registrato una ripresa nel corso del 2018 per effetto dell'allentamento dell'oversupply dovuto al phase-out di capacità di generazione di energia elettrica alimentata a carbone, alla riduzione del contributo del nucleare, al crescente assorbimento di offerta di GNL da parte della Cina e dal rallentamento delle FID relative ai progetti GNL durante il downturn del settore petrolifero. Tali driver hanno consentito il recupero di redditività del settore Gas & Power di Eni nell'esercizio. A medio termine, in un contesto di sostanziale stabilità della domanda europea e dell'Italia sui livelli del 2018, il management prevede il permanere di un contesto competitivo sfidante dovuto alla volatilità dell'indicatore di redditività delle vendite, dato dalla spread tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV), principale riferimento dei prezzi di vendita Eni, nonché l'ingresso di nuove route d'importazione (ad es. il gasdotto TAP) e la continua crescita delle rinnovabili. 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 ridurre i vincoli di prelievo. Tale strategia si inquadra nel contesto di complesse relazioni contrattuali con i fornitori long-term di gas, i quali possono avanzare claim di revisione al rialzo dei costi di approvvigionamento in base alla loro view di mercato nonché di ripartizione di altri oneri contrattuali, quali la logistica.

L'esito delle rinegozziazioni in corso è incerto in relazione, sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rifevazione 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 rinegozziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato.

Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegozziazioni 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.



83942/599

Aut. Reg. Imp. Finanziaria - 2018/2019

### 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 ritratta, 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 corrisposta. 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. Grazie agli esiti delle rinegoziazioni e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €33 milioni alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale.

Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui saranno completamente ritirati entro l'orizzonte di piano, nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

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

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARESA), 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 rifevate 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 - ha rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Dal 1° luglio 2020, quindi, i servizi di tutela di prezzo non saranno più disponibili. In vista di questo obiettivo 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").

Nell'ambito delle tariffe di trasporto gas, sono in corso sviluppi della regolazione in Italia, dal momento che l'Autorità di regolazione ha avviato nel 2017 un processo di revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori, che è ormai prossimo alla conclusione. Saranno ridefiniti i criteri e le metodologie di determinazione delle tariffe di trasporto e di recupero dei costi dei trasportatori per il prossimo periodo di regolazione (2020-2023): gli impatti per Eni di tale evoluzione andranno considerati alla luce delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento long-term e del fatto che, dopo il 2019, vengono meno gli attuali contratti pluriennali ship-or-pay sulle capacità di entry nel sistema nazionale, mentre, per effetto di un recente provvedimento dell'Autorità di regolazione, è già in essere la possibilità, a decorrere dall'anno termico 2017-2018, di differire nel tempo, entro i tre anni successivi alla scadenza contrattuale, l'utilizzo delle capacità di trasporto pluriennali contrattualizzate in corrispondenza degli stessi punti di entry (cd. "reshuffling"), con effetti economici positivi sulle capacità in precedenza solo parzialmente utilizzate.

Per quanto riguarda il settore elettrico, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste, vale la pena di ricordare il processo di definizione e di implementazione di un mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market", che in funzione del disegno finale del meccanismo potrebbe anche determinare impatti positivi sui risultati, anche se permane incertezza sui tempi di implementazione del meccanismo) e riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (introduzione di prezzi negativi, riforma dei meccanismi di determinazione dei prezzi di sbilanciamento, ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete).

Me



83942.1600

## COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (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 CLIMATE CHANGE

Il tema del cambiamento climatico comporta per un'azienda come Eni, che ricerca, sviluppa e commercializza idrocarburi, rischi operativi e finanziari a breve, medio e lungo termine. Tali rischi, in analogia con la rappresentazione TCFD, sono analizzati, valutati e gestiti da Eni considerando cinque driver di riferimento, 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).

In particolare nel breve-medio termine i rischi più significativi riguardano gli aspetti normativi: il management prevede un incremento dei costi operativi e d'investimento in ottemperanza a leggi sempre più severe in campo ambientale, finalizzate a ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG), considerate dalla comunità scientifica la principale causa del cambiamento climatico.

Nel medio-lungo termine, i driver tecnologici e di scenario assumeranno rilevanza: è realistico aspettarsi che provvedimenti normativi su larga scala in tema di riduzione delle emissioni, accompagnati da breakthrough tecnologici, comportino modifiche strutturali nel mix energetico globale e modifiche nell'ambiente operativo.

A questi si aggiungono i rischi fisici e reputazionali connessi al cambiamento climatico, i quali possono determinare interruzioni delle operazioni industriali e ricadute sulla percezione degli stakeholder. Il verificarsi di tali rischi potrebbe avere conseguenze negative rilevanti per il business e le prospettive di Eni, i risultati economico-finanziari e i ritorni per l'azionista.

Per quanto riguarda il driver normativo, la probabile adozione in futuro di strumenti normativi e di nuove leggi a livello locale, regionale, statale o nella forma di accordi inter-governativi a livello globale, aventi l'obiettivo di contenere le emissioni di gas a effetto serra (GHG) avranno una ricaduta negativa sul consumo di combustibili fossili. Tra questi provvedimenti rientrano i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/zone di libero scambio<sup>1</sup>, considerati una soluzione efficace dal punto di vista economico ai fini del contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> minimizzando il costo per la collettività. È ipotizzabile un'adozione su larga scala del meccanismo del carbon pricing, con la conseguenza che una quota crescente delle emissioni di GHG di Eni sarà sottoposta a tale regolamentazione. Attualmente circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme (ETS) europeo che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nell'open market, una volta superato il limite dell'assegnazione gratuita di quote stabilita su base regolatoria. Nel 2018 Eni ha registrato un deficit di quote pari a circa 12,7 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>. In alcuni ambiti operativi l'Azienda è soggetta a veri e propri meccanismi di carbon tax (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. I governi potrebbero adottare ulteriori misure normative che impongano alle imprese di dotarsi di sistemi di riduzione delle emissioni dirette con conseguente aumento dei costi operativi e degli investimenti di compliance. Ad esempio nel settore upstream, i governi potrebbero introdurre misure normative per la riduzione delle emissioni fuggitive di metano o imporre l'azzeramento del gas bruciato in fiaccola o disperso in atmosfera (gas flaring o venting); questo comporterebbe maggiori investimenti e maggiori costi dei progetti upstream. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la compagnia prevede di ottenere dalle iniziative pianificate, finalizzate a rendere più sostenibile il proprio modello di business, quali ad esempio i progetti di azzeramento del flaring gas da processo, il piano volontario di azzeramento al 2025 delle emissioni fuggitive di metano e altre iniziative di carbon management per la cui descrizione, compresi i target identificati, si rinvia al paragrafo "Percorso di Decarbonizzazione" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).

Nel lungo termine è prevedibile che la domanda di idrocarburi possa essere impattata negativamente dall'adozione di politiche ambientali sempre più severe per il contenimento delle emissioni di GHG a livello regionale, nazionale e internazionale (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). Poiché il business upstream, elemento principale di creazione di valore di Eni, dipende dal livello globale della domanda di idrocarburi, ciò potrebbe comportare conseguenze negative rilevanti sui risultati, la liquidità e le prospettive di business della Società, compreso l'andamento del titolo.

Per quanto riguarda il rischio fisico, questo è legato al verificarsi di fenomeni acuti, come gli eventi meteorologici estremi, quali uragani, inondazioni, monsoni, la cui crescente frequenza e intensità

(1) Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale coprono circa il 15% delle emissioni mondiali di GHG. Con l'ingresso della Cina dal 2020 la percentuale dovrebbe salire al 20%.



83942/604

ENI RINIZIARE FIDUCIARIA 2010

è correlata da parte della comunità scientifica al fenomeno di surriscaldamento globale. Tali eventi potrebbero causare interruzioni delle nostre attività con perdita di output, di ricavi e danni rilevanti alle proprietà. Questi rischi si sono verificati nel recente passato e con tutta probabilità continueranno a verificarsi nel futuro. Inoltre, fenomeni meteorologici estremi prolungati nel tempo potrebbero causare il rischio sistemico di contrazione del PIL mondiale con ricadute dirette sulla domanda energetica. 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.

Infine, il rischio reputazionale è legato alla percezione, da parte delle istituzioni e della comunità civile, che le società petrolifere siano i principali responsabili del cambiamento climatico a causa delle emissioni indirette dovute alla combustione dei prodotti petroliferi da parte dei consumatori finali. Questo potrebbe comportare una minore attrattiva delle azioni Eni, considerato che ormai la generalità degli investitori professionali e non, valuta il rischio climatico nelle proprie decisioni di investimento.

Infine alcuni governi e regolatori hanno avviato azioni legali nei confronti delle compagnie petrolifere, tra cui Eni, reclamando la loro responsabilità per i costi connessi al climate change. In caso di soccombenza si potrebbero avere effetti significativi nei risultati, il cash flow e le prospettive.

Per quanto riguarda le emissioni dirette di GHG di Eni la fonte più significativa è rappresentata dal business upstream a causa di:

- attività di perforazione;
- gas flaring o venting;
- fuggitive e perdite di metano;
- perdite nella liquefazione;
- modifiche dell'ecosistema derivanti dalle operazioni di produzione (ad esempio disboscamenti);
- complessità della produzione e dei processi.

Gli altri business Eni, concentrati principalmente in Europa, fanno parte del sistema ETS europeo. Il business RBM ha convertito un terzo delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie in grado di produrre fuel di qualità a partire da feedstock rinnovabili. Le altre raffinerie Eni hanno un valore di libro marginale rispetto al totale dell'attivo fisso di Eni e sostengono correntemente costi elevati per il controllo e la riduzione delle emissioni. È prevedibile che uno scenario low carbon possa sostenere la redditività dei biocarburanti; tuttavia il management dovrà considerare l'evoluzione delle normative in materia, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che entrerà in vigore dal 2021), che definirà i feedstock che potranno essere utilizzati per produrre biocarburanti, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare. Ciò potrebbe comportare il phase-out dell'olio di palma, che ad oggi alimenta le bioraffinerie Eni, con la necessità di sostenere eventuali costi di adeguamento impiantistico.

Analoghe considerazioni 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 feedstock vegetali.

L'auspicato processo di sostituzione del carbone con il gas naturale nella produzione di energia elettrica dovrebbe infine sostenere la redditività del settore G&P di Eni grazie all'ampia disponibilità di gas e GNL, assicurati dai contratti di approvvigionamento long-term e dalle produzioni equity provenienti dai grandi long-life projects E&P in Mozambico e in Egitto, nonché alla significativa presenza nel settore della generazione di energia elettrica da gas.

La strategia di risposta Eni ai rischi connessi al climate change è articolata su più linee d'azione:

- aumentare l'incidenza delle riserve gas sul totale delle riserve d'idrocarburi in portafoglio;
- miglioramento continuo dell'efficienza energetica nelle operations e riduzione delle emissioni dirette di GHG che faranno leva sullo sviluppo di progetti di riforestazione e di tutela delle foreste;
- sviluppo per linee organiche e in sinergia con gli asset esistenti del business delle rinnovabili;
- sviluppo dell'economia circolare con l'ottica di valorizzare i rifiuti e recuperare siti dismessi.

Tale strategia è stata disegnata dal Consiglio di Amministrazione della Società. Per maggiori informazioni sulla strategia Eni di adattamento allo scenario low carbon, dei processi interni di governance e risk management nonché le assunzioni di scenario si rinvia al capitolo dedicato all'interno della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario".

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttrici potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e la sua capacità di adattamento al futuro scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi della compliance, il rischio di riserve "stranded"<sup>(2)</sup>, 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 portfolio di asset e di nuovi investimenti Oil & Gas di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni e alle condizioni rischiose di conduzione delle operations.

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 CO<sub>2</sub> di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO<sub>2</sub> utilizzati nello scenario IEA SDS. L'analisi condotta a fine 2018 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni.

La resilienza del portafoglio è valutata sulla base dello scenario IEA SDS in quanto elaborato con la finalità di fornire un benchmark ai fini della misurazione del progresso verso un futuro energetico più

(2) Stranded reserves: riserve con elevato breakeven o relative a prodotti a rischio sostituzione, quindi con domanda declinante.

me



83942/602

sostenibile. Lo scenario IEA SDS disegna un percorso di decarbonizzazione coerente con gli obiettivi di Parigi di contenere l'incremento della temperatura media globale ben al di sotto del 2 °C al di sopra dei livelli pre-industriali e che traguarda il conseguimento dell'accesso universale all'energia nel 2030 e una forte attenuazione degli effetti negativi connessi all'inquinamento atmosferico entro il 2040.

Nello scenario IEA SDS, che prevede che la domanda di petrolio raggiunga un picco intorno al 2020, i prezzi di liquidi e gas sono superiori rispetto allo scenario Eni. Il prezzo della CO<sub>2</sub> registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon e in termini reali al 2040 arriva fino a 140\$/t, attestandosi nel medio lungo su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA SDS la tenuta del valore di libro di tutte le CGU del setto-

re E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36. Tale stress test evidenzia la tenuta dei valori di libro degli asset Eni e nessun impatto sul fair value.

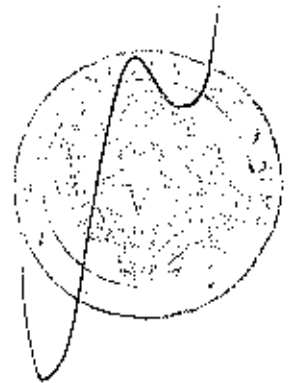
Nell'ottobre 2016 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha affermato in una nuova ricerca che ai fini di contenere l'innalzamento della temperatura causata dal surriscaldamento globale entro il limite di 1,5 °C, l'economia mondiale dovrebbe intraprendere azioni su larga scala e una complessa trasformazione. Eni riconosce che la risposta a tale sfida richiederà nei prossimi decenni un'accelerazione nei tempi e un ampliamento nella portata dei cambiamenti previsti dall'Accordo di Parigi. Attualmente, tale scenario attende ancora di essere declinato in un set coerente di previsioni operative e di pricing degli idrocarburi, che una volta rese disponibili dallo stesso IPCC o da altre fonti saranno oggetto di attenta considerazione da parte di Eni al fine di adeguare i modelli e le metodologie di elaborazione degli stress-test.





# EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Per le principali evoluzioni di business ed economico-finanziarie si rinvia al capitolo Scenario e Strategia.

A handwritten signature in black ink, consisting of several stylized, connected strokes.A handwritten signature in black ink, located at the bottom left of the page.

# DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO

ai sensi del D.Lgs. 254/2016

## Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2018 di Eni è articolata secondo le tre leve del proprio modello di business integrato (Percorso di decarbonizzazione, Modello per l'eccellenza operativa e Promozione dello sviluppo locale) il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder, coniugando solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale. La DNF fornisce un'informazione 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 essi contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti:

- il modello di business e la Governance di Eni;
- la gestione dei rischi nei paragrafi: (i) "Risk Management Integrato" che descrive il modello di Risk Management Integrato (RMI) di Eni, i livelli di controllo, il processo – che integra anche le tematiche di sostenibilità – e la relativa governance, e le principali attività del 2018; (ii) "Obiettivi, rischi e azioni di trattamento" che riporta i Top Risk e le principali azioni di mitigazione; (iii) "Fattori di rischio e incertezza" in cui sono dettagliati i principali rischi non finanziari, i possibili impatti e le azioni di trattamento.

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". Eni ha un sistema normativo composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo (Policy e Management System Guideline - MSG) e da strumenti che definiscono le modalità operative (procedure e istruzioni operative). Le Policy, approvate dal CdA, definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le atti-








vità svolte da Eni. Le MSG, invece, 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 ed includono aspetti di sostenibilità;

- le principali caratteristiche dei "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. I contenuti del capitolo "Percorso di decarbonizzazione" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board. Infine è stato incluso nei vari capitoli il riferimento ai principali Sustainable Development Goal (SDGs) delle Nazioni Unite. L'agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite, presentata a settembre 2015, identifica i 17 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. In continuità con gli scorsi anni, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche il Report di sostenibilità (Eni For) che continuerà ad essere il documento divulgativo di carattere volontario redatto secondo gli standard GRI e dotato di una propria limited assurance. Di seguito una tabella di riepilogo 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.

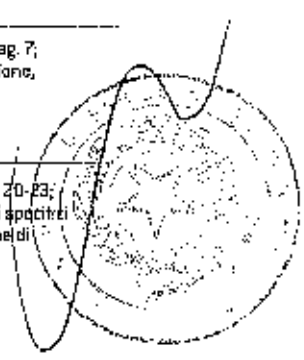
AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF	TEM E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E NELLA RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ASSETTI PROPRIETARI
<b>MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE</b> Art. 3.1, comma a)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113</li> <li>• Percorso di decarbonizzazione, pag. 114-117</li> <li>• Modello per l'eccellenza operativa, pag. 118-128</li> <li>• Promozione dello sviluppo locale: modello di cooperazione, pag. 128-129</li> <li>• Temi materiali di sostenibilità, pag. 130</li> </ul>	<p><b>RFA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modello di business, pag. 4</li> <li>• Approccio responsabile e sostenibile, pag. 5</li> <li>• Governance, pag. 24-29</li> <li>• Attività di stakeholder engagement, pag. 14-15</li> </ul> <p><b>RGG</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Approccio responsabile e sostenibile, pag. 8-10</li> <li>• Modello di Corporate Governance, pag. 11-13</li> <li>• Consiglio di Amministrazione: Composizione, pag. 35-40 e Formazione del Consiglio di Amministrazione, pag. 55</li> <li>• Comitati del Consiglio, pag. 55-64</li> <li>• Collegio Sindacale, pag. 64-72</li> <li>• Modello 231, pag. 101-102</li> </ul>
<b>POLITICHE</b> Art. 3.1, comma b)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112</li> </ul>	<p><b>RGG</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Il Sistema Normativo di Eni, pag. 87-100</li> </ul>
<b>MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI</b> Art. 3.1, comma c)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Percorso di decarbonizzazione, pag. 114-117</li> <li>• Persone, pag. 118-120</li> <li>• Sicurezza, pag. 121</li> <li>• Rispetto per l'ambiente, pag. 122-124</li> <li>• Diritti Umani, pag. 124-126</li> <li>• Trasparenza e lotta alla corruzione, pag. 127-128</li> </ul>	<p><b>RFA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Il Modello di Risk Management Integrato, pag. 20; Il processo di Risk Management Integrato, pag. 21; Obiettivi, rischi e azioni di trattamento, pag. 22-23; Fattori di rischio e incertezza, pag. 94-108</li> </ul>

83942/605

Costruzioni Finanziaria Ambiente 2018

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
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">PROMUOVERE LA SOSTENIBILITÀ E LA RESPONSABILITÀ</p>	<p><b>CAMBIAMENTO CLIMATICO</b> Art. 3.2, comma a) Art. 3.2, comma b)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113</li> <li>• Percorso di decarbonizzazione (governance, risk management, strategia e obiettivi), pag. 114-117</li> </ul>	<p><b>RFA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Risk Management Integrato, pag. 20-23; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 99-104; Rischio climate change, pag. 106-109</li> <li>• Scenario e strategia, pag. 16-19</li> </ul> <p><b>RCG</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Approccio responsabile e sostenibile, pag. 8-20</li> </ul>
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">PROMUOVERE LA SOSTENIBILITÀ E LA RESPONSABILITÀ</p>	<p><b>PERSONE</b> Art. 3.2, comma a) Art. 3.2, comma c)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113</li> <li>• Persone (occupazione, diversità e inclusione, formazione, relazioni industriali, welfare, salute), pag. 118-120</li> <li>• Sicurezza, pag. 121</li> </ul>	<p><b>RFA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Risk Management Integrato, pag. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 98-99; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 99-104</li> <li>• Governance, pag. 24-23 [La Politica sulla Remunerazione, pag. 28]</li> </ul>
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">PROMUOVERE LA SOSTENIBILITÀ E LA RESPONSABILITÀ</p>	<p><b>RISPETTO PER L'AMBIENTE</b> Art. 3.2, comma a) Art. 3.2, comma b) Art. 3.2, comma c)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113</li> <li>• Rispetto per l'ambiente (economia circolare, acqua, spill, rifiuti, biodiversità), pag. 122-124</li> </ul>	<p><b>RFA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Risk Management Integrato, pag. 20-23; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 98-99; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 99-104</li> </ul>
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">PROMUOVERE LA SOSTENIBILITÀ E LA RESPONSABILITÀ</p>	<p><b>DIRITTI UMANI</b> Art. 3.2, comma a)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113</li> <li>• Diritti umani (gestione dei rischi, security, formazione, segnalazioni), pag. 124-126</li> </ul>	<p><b>RCG</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Approccio responsabile e sostenibile, pag. 8-10</li> </ul>
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">PROMUOVERE LA SOSTENIBILITÀ E LA RESPONSABILITÀ</p>	<p><b>FORNITORI</b> Art. 3.1, comma c)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113</li> <li>• Fornitori (gestione dei rischi), pag. 125</li> </ul>	
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">PROMUOVERE LA SOSTENIBILITÀ E LA RESPONSABILITÀ</p>	<p><b>TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE</b> Art. 3.2, comma f)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113</li> <li>• Trasparenza e lotta alla corruzione, pag. 127-128</li> </ul>	<p><b>RFA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Risk Management Integrato, pag. 20-23; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 106</li> <li>• Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, pag. 29</li> </ul> <p><b>RCG</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Principi e valori. Il Codice Etico, pag. 7; Compliance Program Anti-Corruzione, pag. 102-104</li> </ul>
 <p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">PROMUOVERE LA SOSTENIBILITÀ E LA RESPONSABILITÀ</p>	<p><b>COMUNITÀ LOCALI</b> Art. 3.2, comma d)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. 112</li> <li>• Modelli di gestione e organizzazione di Eni, pag. 113</li> <li>• Promozione dello sviluppo locale: modello di cooperazione, pag. 128-129</li> </ul>	<p><b>RFA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Risk Management Integrato, pag. 20-23; Rischio Paese, pag. 96-98; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 98-99</li> </ul>

*Ma*



25942/600

## Principali strumenti normativi e di indirizzo sui temi del D.Lgs. 254/2016


**PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE**

**CAMBIO CLIMATICO**
**OBIETTIVO**

Promuovere la transizione energetica

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità"; Posizione di Eni sulle biomasse

**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 climateranti e la produzione più efficiente di energia
- utilizzare le opportunità offerte dallo sviluppo dei mercati internazionali del carbonio, compresi gli strumenti per ridurre la deforestazione
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura
- approviggionare olio di palma prodotto esclusivamente in modo sostenibile nel rispetto dell'ambiente, dei requisiti sociali e di sicurezza


**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"

**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 coinvolgere e trattenere le persone più adatte 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 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

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità", "L'integrità nelle nostre operations", "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici", "Orientamento Eni verso Green Sourcing"

**PRINCIPI:**

- considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione
- assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali (clima, BES(a) e gestione risorsa idrica) e sociali tra cui lo sviluppo delle comunità locali
- promuovere l'economia circolare e l'impegno nell'uso efficiente delle risorse
- promuovere principi di Green Sourcing
- ottimizzare il controllo e la riduzione delle emissioni in aria, acque e suolo
- attuare bonifiche sostenibili per restituire aree alla comunità o non utilizzare aree vergini per nuove iniziative industriali
- effettuare studi ambientali "risk based" per aumentare la qualità della risposta in caso di incidenti


**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

**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 e 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 interne in tema anti-corruzione


**PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE**

**COMUNITÀ LOCALI**
**OBIETTIVO**

Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire al loro sviluppo

**DOCUMENTI PUBBLICI**

Policy "La sostenibilità"

**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 esigenze sui nuovi progetti, sulla valutazione di impatto e sulle iniziative di sviluppo
- 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

(a) Biodiversità e Servizi Ecosistemici.



83942/608



## PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE



Eni, tenendo conto 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 Disclosures (TCFD)** pubblicate nel 2017. L'informativa sul percorso di decarbonizzazione 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 rimandando al report Eni for 2018 - Percorso di Decarbonizzazione<sup>1</sup> per una disamina completa.

## GOVERNANCE

La strategia di decarbonizzazione Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui il **Consiglio di Amministrazione (CdA)** e l'**Amministratore Delegato (AD)** hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA esamina ed approva, su proposte dell'AD, il Piano strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica. 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 scenario IEA SDS (cfr. pag. 106-108, 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. 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 2018 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 biodiversità<sup>2</sup>. 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 decarbonizzazione<sup>3</sup>. Nel corso del 2018, Eni ha inoltre assicurato il proprio contributo all'iniziativa "Climate Governance"<sup>4</sup> del World Economic Forum (WEF), con il coinvolgimento anche del CdA di Eni. Dal 2015 l'AD presiede lo Steering Committee del "Programme Climate Change", un gruppo

di lavoro interfunzionale composto da membri del top management di Eni che assiste l'Amministratore Delegato nell'elaborazione della strategia di decarbonizzazione di breve, medio e lungo termine e ne monitora costantemente lo stato di avanzamento. L'impegno strategico per la riduzione delle emissioni di gas serra è parte del traguardo essenziali dell'azienda e pertanto il piano di incentivazione di breve termine dell'AD comprende l'obiettivo di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG dirette delle attività upstream operate con un peso del 22,5%. Tale obiettivo è coerente con il target di riduzione dei gas serra al 2025 annunciato al mercato e viene applicato agli incentivi del management aziendale in funzione del ruolo di competenza. 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) in qualità di membro fondatore. Costituita nel 2014 da cinque società O&G europee, OGCI conta oggi tredici società che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Nel 2018 OGCI ha lanciato il primo target collettivo dell'industria consistente nell'impegno ad una riduzione dell'intensità delle emissioni di metano nelle attività operate oil & gas upstream. Prosegue inoltre, tramite il Climate Investment, il veicolo di investimento di OGCI, 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. Proseguendo in materia di partnership, Eni è stata l'unica società O&G attivamente coinvolta fin dall'inizio dei lavori nella **Task Force on Climate Related Financial Disclosures (TCFD)** del Financial Stability Board che ha sviluppato le raccomandazioni volontarie per la rendicontazione delle aziende in tema di climate change. A conferma dell'impegno per la disclosure sul clima, Eni ha collaborato con alcuni peer al TCFD Oil & Gas Preparer Forum per armonizzare le esigenze delle società che rendicontano con quelle degli utilizzatori. In tale ambito nel primo status report sul livello di implementazione delle raccomandazioni, riferito all'anno 2017, sono state evidenziate le sfide della rendicontazione TCFD e valorizzate le best practice: Eni è stata portata ad esempio di come, nell'illustrazione della propria strategia, una società dovrebbe pubblicare i rischi ed opportunità relativi al 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 2018, **azienda leader** con una valutazione A- nel programma Climate Change del CDP (ex Carbon Disclosure Project) principale rating indipendente che valuta le azioni e le strategie delle società quotate a livello internazionale relativamente al contrasto dei cambiamenti climatici.

## RISK MANAGEMENT

Eni ha sviluppato e adottato un modello di Risk Management Integrato (modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), tenendo in adeguata considerazione i rischi attuali e prospettici, anche di medio e lungo termine, nell'ambito di una visione organica e complessiva.

[1] Tale report sarà pubblicato in occasione dell'Assemblea degli azionisti prevista a maggio.

[2] Per maggiori approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2018.

[3] Per maggiori approfondimenti si rinvia al capitolo "Governance" della Relazione sulla gestione, contenuto nella Relazione Finanziaria Annuale 2018.

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

83942/608

Il processo è attuato secondo un approccio "top-down e risk based" che parte dal contributo alla definizione del Piano Strategico di Eni, attraverso analisi e supporto della comprensione e della valutazione della propensione al rischio sottostante (es. definizione di specifici obiettivi di de-risking), e prosegue con il sostegno alla sua attuazione attraverso periodici cicli di risk assessment & treatment e monitoraggio. La prioritizzazione dei rischi è effettuata sulla base di matrici multidimensionali che misurano il livello di rischio attraverso la combinazione di cluster di probabilità di accadimento e di impatto misurato in termini sia quantitativi che qualitativi. 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 ed opportunità

Il climate change è analizzato, valutato e gestito considerando aspetti relativi sia alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) che 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 IEA Sustainable Development Scenario<sup>5</sup> (WEO 2018), 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 48% del mix nel 2040), sebbene in tale scenario la domanda globale di energia al 2040 sia attesa in lieve calo. Il gas naturale, in crescita anche in corrispondenza dello scenario SDS, rappresenta un'opportunità di riposizionamento strategico per le energy company, in virtù della minor intensità carbonica, delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica e in prospettiva di una produzione crescente dell'idrogeno.

La domanda di petrolio è prevista crescere negli altri scenari IEA (Current Policies Scenario e New Policies Scenario) mentre nello scenario IEA SDS si prevede un picco in quasi tutti i Paesi prima del 2030 (eccetto 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, determinando impatti sul modello di business aziendale. Eni effettua una valutazione dei potenziali costi associati alle emissioni di GHG, stimandoli sulla base del Sustainable Development Scenario (SDS) della International Energy Agency (IEA), come meglio rappresentato nella sezione Fattori di rischio e incertezza (pag. 106-108).

**Evoluzione normativa.** L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sul business. L'approccio differenziato per Paese potrebbe essere un vantaggio per lo sviluppo di nuove opportunità di business. Con particolare riferimento al contesto europeo, nel 2018 si segnalano: l'entrata in vigore della direttiva EU-EFS modificata (che copre il periodo 2021-2030) e del "Pacchetto Economia circolare" nonché l'approvazione della direttiva Renewable Energy Directive (REDII, in vigore dal 2021). A livello internazionale, nel 2018 è stato raggiunto un accordo in ambito IMO (International Maritime Organization) sull'adozione di una strategia iniziale per la riduzione

de delle emissioni dei gas scorie prodotti dal settore navale. Anche a fronte di questa evoluzione normativa, Eni ha rafforzato il proprio impegno nello sviluppo del business green e delle fonti rinnovabili, 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.** L'attenzione crescente sui temi correlati al cambiamento climatico ha delle ricadute sulla reputazione dell'intero settore oil & gas, percepito come uno dei principali responsabili delle emissioni di GHG, con effetti sulla gestione delle relazioni con i principali stakeholder. La capacità di sviluppare e attuare strategie di adattamento del proprio modello di business ad uno scenario low carbon, nonché la capacità di comunicarle in maniera trasparente è un'opportunità per migliorare la percezione degli stakeholder. Come già segnalato, l'impegno di Eni per una rendicontazione esaustiva e trasparente sui temi del cambiamento climatico è confermato dalla partecipazione ai lavori TCFD nonché dal riconoscimento di azienda leader nel CDP Climate Change.

**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.

### STRATEGIA E OBIETTIVI

In relazione ai rischi e alle opportunità precedentemente descritte, Eni ha definito una chiara strategia di decarbonizzazione, integrata nel proprio modello di business, che si sviluppa in azioni di breve, medio e lungo termine con un costante impegno nell'implementazione delle proprie attività di ricerca scientifica e tecnologica (R&S) per raggiungere la massima efficienza nel processo di decarbonizzazione e trovare soluzioni innovative per favorire la transizione energetica. Nel breve termine la strategia Eni si fonda sulle seguenti leve:

- **aumento dell'efficienza e riduzione delle emissioni GHG dirette delle attività operate:** l'obiettivo al 2025 è di ridurre l'intensità emissiva upstream del 43% rispetto al 2014 attraverso l'eliminazione del flaring di processo, la riduzione delle emissioni fuggitive

[5] International Energy Agency - Sustainable Development Scenario all'interno del World Energy Outlook 2018.

Me



83942/610

di metano e la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Tale obiettivo contribuisce al target di miglioramento dell'indice di efficienza operativa del 2% annuo al 2021 rispetto al 2014, a cui concorrono tutte le unità di business Eni, da raggiungere attraverso iniziative di efficienza energetica;

- **portafoglio oil & gas low carbon e resiliente:** il portafoglio Eni di idrocarburi presenta un'alta incidenza del gas naturale (> 50%)<sup>[6]</sup>, ponte verso un futuro a ridotte emissioni. Inoltre esso è caratterizzato da progetti convenzionali sviluppati per fasi. I principali progetti upstream in esecuzione, che rappresentano circa il 45% del totale investimenti di sviluppo del settore nel quadriennio 2019-2022, presentano un breakeven medio di portafoglio ad un prezzo del Brent di circa 25 \$/bbl e sono quindi resilienti anche in presenza di scenari low carbon;
- **sviluppo delle fonti rinnovabili e business green:** la promozione delle fonti rinnovabili ha come obiettivo una potenza installata di energia elettrica pari a circa 5 GW al 2025. Per quanto riguarda il business green è previsto dal 2021 il completamento della seconda fase della bioraffineria di Venezia con un aumento della capacità fino a 560 mg/ton/anno (rispetto a 350 mg/ton/anno attuale) e lo start-up ad inizio 2019 di quella di Gela con una capacità fino a 720 mg/ton/anno. Prosegue il consolidamento nella Chimica verde che nel 2018 ha visto l'acquisizione delle attività bio del Gruppo Mosai & Ghisolfi e lo sviluppo di progetti di riciclo e di recupero.

Nel medio termine Eni ha l'obiettivo al 2030 di raggiungere la net zero carbon footprint sulle emissioni dirette delle attività upstream valorizzate in equity, massimizzando iniziative di decarbonizzazione e sviluppando progetti forestali, per la compensazione delle emissioni residue. Un ruolo importante sarà giocato anche dall'implementazione di soluzioni che consentano la cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO<sub>2</sub>. Come ulteriore leva di decarbonizzazione Eni intende sviluppare iniziative di economia circolare orientate alla valorizzazione di rifiuti e biomasse per estrarne nuova energia, nuovi prodotti o materiali e a dare nuova vita ad asset dismessi o bonificati.

Lo spending complessivo nel quadriennio 2019-22 per decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili è pari a circa €3,6 miliardi e include le attività di ricerca scientifica e tecnologica destinate a supportare queste tematiche.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

In relazione alla strategia di decarbonizzazione 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 indici di emissione, calcolati su dati 100% degli asset operati, su cui Eni ha fissato obiettivi strategici, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2018 rispetto ai target fissati.

**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<sup>[7]</sup> in tonnellate di CO<sub>2</sub>eq e migliaia

di barili di olio equivalenti, nel 2018 ha registrato un decremento del 6% rispetto al 2017 attestandosi su un valore pari a 21,44 tCO<sub>2</sub>eq/mgl boe. Si tratta di una riduzione del 20% rispetto al 2014 che è in linea con l'obiettivo di riduzione al 2025. Il miglioramento dell'indice nel 2018 è dovuto principalmente alla riduzione delle emissioni da flaring, al contributo produttivo dei campi a gas in Egitto (Zohr) ed Indonesia (Jangkrik) ed al ritorno a regime della produzione in Norvegia (Goliat), attività che complessivamente presentano un'intensità emissiva inferiore rispetto alla media di portafoglio.

**Zero gas flaring di processo entro il 2025:** il volume di idrocarburi inviati a flaring di processo nel 2018 è stato pari a 1,4 miliardi di Sm<sup>3</sup> in riduzione del 9% rispetto al 2017 (1,5 miliardi Sm<sup>3</sup>) principalmente per effetto del raggiungimento della configurazione "zero flaring" in Turkmenistan (campo Burun). Grazie agli interventi implementati, il volume di idrocarburi inviati a flaring di processo si è ridotto del 16% rispetto al 2014 in coerenza con l'obiettivo di azzeramento al 2025. Nel 2018 Eni ha investito €39 milioni in progetti di flaring down, in particolare in Nigeria e Libia.

**Riduzione delle emissioni fuggitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014:** nel 2018 le emissioni fuggitive di metano upstream sono pari a 38,8 mg/ton CH<sub>4</sub> (-66% vs. il 2014) e sono invariate rispetto al 2017 ma complessivamente in linea con il target. In tale ambito sono proseguite le campagne di monitoraggio e manutenzione (cd. Leak Detection And Repair - LDAR) non solo in upstream, ma anche nel settore mid-downstream (Sergaz), con una riduzione del 6% delle emissioni fuggitive di metano totali Eni rispetto al 2017.

**Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 di efficienza operativa:** il target estende gli obiettivi di riduzione GHG (scope 1 e scope 2) a tutte le aree di business con un obiettivo di miglioramento del 2% annuo dell'indice di efficienza operativa<sup>[8]</sup>. Tale obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mantenendo l'opportunità flessibilità nei trend dei singoli business. Nel 2018 l'indice è stato pari a 33,90 tonCO<sub>2</sub>eq/mgl boe, in riduzione del 5,9% rispetto al 2017 (36,01 tonCO<sub>2</sub>eq/mgl boe). Tale riduzione consente già di raggiungere l'obiettivo del 2021 ma Eni intende comunque perseguire la strada di un miglioramento almeno del 2% annuo per i prossimi anni. Tale riduzione è stata ottenuta, oltre ai risultati già citati dell'upstream, grazie ad una riduzione dell'intensità emissiva delle raffinerie anche in presenza di un aumento dell'indice di performance di EniPower. Nel 2018 Eni ha investito circa €10 milioni in progetti di efficienza energetica che consentiranno a regime risparmi energetici per 313 mg/tep/anno, pari a una riduzione delle emissioni di circa 0,8 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq.

Nel 2018 le emissioni dirette di GHG, calcolate su tutte le attività Eni, sono pari a 43,35 mln tonCO<sub>2</sub>eq (dato 100% operato) e sono stabili (+0,5%) rispetto al 2017, mentre rispetto al 2010 ad oggi sono ridotte del 26%. Per quanto riguarda le emissioni da flaring si sono ridotte dell'8% rispetto all'anno precedente anche per le azioni di contenimento del flaring di emergenza mentre le emissioni da venting risultano in linea con il 2017. Per quanto riguarda lo sviluppo dell'energia

[6] Incidenza gas su totale risorse equity di idrocarburi 3P+ Contingenti al 31/12/2018.

[7] Le emissioni di GHG da venting di metano sono state rivedute a seguito dell'affinamento della metodologia di stima, in linea con metodologie internazionali sviluppate nell'ambito della Partnership CLAC JGMR. La serie storica di questa categoria emissiva è stata pertanto rivista al fine di garantire la coerenza degli indici di performance rispetto agli obiettivi di riduzione dei GHG comunicati da Eni.

[8] Esprime l'intensità delle emissioni GHG (scope 1 e scope 2) calcolate su base operata espresse in tonCO<sub>2</sub>eq, e che considerano i contributi di CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O delle principali operazioni industriali Eni rispetto alla produzione operata (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni pubblicati all'interno del Fact Book) nei singoli business di riferimento misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione. Per emissioni scope 1 si intendono le emissioni dirette provenienti dagli asset propri dell'impresa. Le emissioni indirette scope 2 sono relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi.



8.3942/6u

CFI Rendiconto Finanziario Annuale 2018

elettrica prodotta da fotovoltaico, nel 2018 si registra un incremento del 20% rispetto all'anno precedente (19,3 vs. 16,1 GWh nel 2017) mentre per i biocarburanti le quantità prodotte si attestano su un valore di 219 mila tonnellate, in aumento del 6% rispetto all'anno precedente. Per il 2018 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca

scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €197,2 milioni, di cui 74 destinati a investimenti relativi al percorso di decarbonizzazione. Tali investimenti si riferiscono a: energy transition, bioraffinazione, chimica verde, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

## Principali indicatori di performance

		2018		2017		2016	
		Società operata	Società consolidate integralmente	Società operata	Società consolidate integralmente	Società operata	Società consolidate integralmente
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) <sup>[a]</sup>	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	43,35	28,15	43,15	28,30	42,15	27,76
di cui: CO <sub>2</sub> eq da combustione e da processo		33,69	24,41	33,03	24,05	32,39	24,12
di cui: CO <sub>2</sub> eq da flaring		6,26	3,07	6,83	3,37	5,49	2,49
di cui: CO <sub>2</sub> eq da emissioni fuggitive di metano		1,08	0,48	1,14	0,66	2,01	0,94
di cui: CO <sub>2</sub> eq da venting		2,12	0,19	2,15	0,23	2,35	0,19
Indice di efficienza operativa	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq/mg <sup>3</sup> bcc)	33,90	46,32	36,01	51,51	38,26	51,89
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (UPS)		21,44	20,91	22,25	24,04	23,56	22,29
Emissioni di GHG/energia elettrica eq. prodotta (EniPower)	(gCO <sub>2</sub> eq/kWh eq)	402	407	395	398	399	402
Emissioni di GHG/quantità lavorata in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq/kt)	257	253	258	258	278	278
Emissioni fuggitive di metano UPS	(migliaia di tonnellate di CH <sub>4</sub> )	38,8	15	38,8	19,4	72,6	30,3
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm <sup>3</sup> )	1,9	1,1	2,3	1,3	1,9	1,1
di cui: di processo		1,4	0,6	1,6	0,6	1,5	0,8
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	0,67	0,56	0,65	0,54	0,71	0,58
Consumo di fonti primarie <sup>[b]</sup>	(milioni di tep)	13,0	9,4	13,0	9,1	12,5	8,8
Energia primaria acquistata da altre società		0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4
Energia elettrica prodotta da fotovoltaico <sup>[c]</sup>	(GWh)	19,3	19,2	16,1	16,1	13,5	13,5
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (UPS)	(GJ/tep)	1,42	n.d.	1,49	n.d.	1,71	n.d.
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica eq. prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	112,2	112,2	109,2	109,2	101,7	101,7
Spesa in R&S	(milioni di euro)		197,2		185		161
di cui: relative alla decarbonizzazione			74		72		63
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)		43		27		40
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili			13		11		11
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)		219		206		181
Capacità di bioraffinazione	(migliaia di tonnellate/anno)		360		360		360

[a] Le emissioni di GHG da venting di metano sono state rivedute a seguito dell'affinamento della metodologia di stima, in linea con metodologie internazionali sviluppate nell'ambito della Partnership CCAC OGMP. La serie storica di questa categoria emissiva è stata pertanto rivista al fine di garantire la coerenza degli indicatori di performance rispetto agli obiettivi di riduzione di GHG comunicati da Eni.

[b] È dato differisce dalla decarbonizzazione dello scorso anno in quanto è stata affinata la metodologia di reporting.

[c] A differenza della CNF 2017, dove i dati si riferivano alla sola EniPower, i dati riportati sono relativi all'intero perimetro Eni.

Me



83942/6/2



## MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'ecceellenza operativa è caratterizzato da un impegno costante nel minimizzare i rischi e nella creazione di opportunità lungo l'intero ciclo delle attività attraverso la valorizzazione del-

le persone, la salvaguardia della salute e della 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 basa sulle competenze interne, un patrimonio che si costruisce con tempo e dedizione e che aumenta il suo valore nel lungo termine. Nei prossimi anni Eni continuerà ad essere impegnata in un importante processo di trasformazione che vedrà lo sviluppo delle nuove direttrici strategiche – a partire dall'economia circolare e dalle attività a supporto della decarbonizzazione – combinarsi con le attività tradizionali, oggi in fase di transizione, cogliendo tutte le opportunità offerte dalla Digital Transformation. Ciò comporterà la necessità di proseguire il programma di evoluzione delle competenze interne, così da assicurare il loro costante allineamento alle nuove esigenze di business.

**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, per questo il valore della pluralità è imprescindibile. La diversità è una risorsa per creare 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, che prevedono uniformità di gestione a livello globale. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla scelta dei componenti degli organi di amministrazione delle società controllate, 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 partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali (Progetto Inspiring Girls<sup>9</sup>, "Manifesto per l'occupazione femminile"<sup>10</sup> di Valore D, Consorzio Elis – Sistema Scuola Impresa, WEF<sup>11</sup>, ERT<sup>12</sup>) 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 (dual career), 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 di sviluppo, Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review e il processo di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati. Nel 2018, il 90% della popolazione target è stato coperto dal processo di valutazione di performance e il 95% dal processo di annual review.

**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'ecceellenza 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. 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, lo sviluppo e la valorizzazione delle competenze digitali è tra gli obiettivi prioritari; infatti, da novembre 2018, è stata lanciata la piattaforma "Digital Transformation Center", per mettere a disposizione le nuove competenze "digital" necessario per sviluppare e utilizzare soluzioni tecnologiche innovative nei processi operativi. Inoltre, è iniziata una sperimentazione di virtual reality training per simulare situazioni pericolose in ambienti controllati mediante l'approccio «learn-by-doing». Eni ha, infine, previsto dei percorsi formativi accessibili a tutti su tematiche strategiche, come la Transizione Energetica e i cambiamenti climatici.

**Relazioni Industriali.** Eni si relaziona, su base continuativa, con le organizzazioni sindacali, a livello nazionale ed 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<sup>13</sup>. In merito a questo accordo il 5 dicembre 2018 si è svolto, a Montreux, il secondo incontro annuale a cui hanno partecipato, oltre a IndustriALL Global Union<sup>14</sup>, le principali organizzazioni sindacali italiane, i componenti del Comitato Ristretto del Comitato Aziendale Europeo<sup>15</sup> e una delegazione di rappresentanti dei lavoratori delle realtà operative di Congo, Ghana, Mozambico e Nigeria. Nell'occasione è stato presentato il Piano Strategico di Eni 2018-2021, un focus sugli andamenti occupazionali, le principali performance e iniziative HSE, l'approccio ai temi di sostenibilità e l'attività svolta da Eni Foundation.

[9] Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne.

[10] 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 italiani.

[11] World Economic Forum.

[12] European Round Table.

[13] Secondo incontro dalla firma del Global Framework Agreement del 7 luglio 2016.

[14] Federazione, fondata a Copenaghen nel 2012, che rappresenta più di 50 milioni di lavoratori in più di 140 Paesi.

[15] Il Comitato Aziendale Europeo è un organismo rappresentativo dei lavoratori previsto dalla Direttiva Europea 94/45/CE al fine di favorire l'informazione e la consultazione transnazionale dei lavoratori nelle imprese.

83942/613

Eni Reporting Line - 2018 - 2019

**Genitorialità, Welfare e Inclusione.** Eni ha proseguito il percorso di sviluppo di politiche a favore della tutela della genitorialità e della famiglia, anche nell'ambito della mobilità internazionale, adottando nel 2017, in tutti i Paesi in cui opera, politiche a sostegno della maternità e paternità tese a garantire, in aggiunta agli standard internazionali della Convenzione ILO, un periodo minimo di congedo di 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori. Nel 2018 è proseguito il percorso di smart working per i neo genitori con l'apertura ai colleghi con patologie e nel 2019 si valuterà, in Italia e compatibilmente con le mansioni svolte, un'ulteriore progressiva estensione della modalità di lavoro. Nel 2018 le attività relative ai servizi alle persone hanno previsto il consolidamento e il potenziamento delle iniziative a sostegno della famiglia con particolare attenzione ai servizi a supporto dei dipendenti che si prendono cura di persone anziane o non autosufficienti, nonché delle iniziative volte a promuovere la tutela della salute delle persone attraverso il consolidamento e l'estensione dei programmi di prevenzione sanitaria. Nell'ambito welfare in Italia, Eni dal 2017 ha implementato il Flexible Benefit<sup>15</sup>, e nel 2018 ha potenziato l'assistenza sanitaria integrativa a favore di tutti i dipendenti non dirigenti, garantendo un incremento dei rimborsi e delle prestazioni rimborsabili come previsto nel "Protocollo Welfare" siglato il 4 luglio 2017 con le Organizzazioni Sindacali competenti. In relazione al diritto del lavoro internazionale, è stata effettuata nel 2018 una mappatura delle ratifiche delle Principali Convenzioni ILO nei Paesi di presenza Eni. Tale attività conferma l'importanza e l'impegno di Eni riguardo il rispetto dei Principi Fondamentali contenuti nelle Convenzioni ILO ed è finalizzata ad analizzare lo stato delle ratifiche intervenute nei Paesi in cui Eni è presente.

**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 di business 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 2018 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 30.950 persone di cui 20.576 in Italia (66,5% dell'occupazione) e 10.374 all'estero (33,5% dell'occupazione). Nel 2018 l'occupazione a livello mondo si riduce di 1.245 persone rispetto al 2017, pari al -3,9%, con un aumento in Italia (+108 dipendenti) e una riduzione all'estero (-1.353 dipendenti), riconducibile principalmente a nuovi assetti societari<sup>16</sup>.

Complessivamente, nel 2018 sono state effettuate 1.728 assunzioni di cui 1.264 con contratti a tempo indeterminato. Di queste, il 29,1% ha riguardato il personale femminile e circa l'81% ha interessato dipendenti sotto i 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 42% ha riguardato l'area di business upstream (totale 361 di cui 186 a tempo

indeterminato e 175 tempo determinato), il 25% l'area RB&MeC e il 33% le aree Gas & Power e Support Function. Sono state altresì effettuate 1.778 risoluzioni di cui 1.270 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato<sup>17</sup>, con un'incidenza di personale femminile pari al 25%. Il 28,3% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2018 aveva età inferiore a 40 anni.

Nel 2018, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 25,28% rispetto al 24,86% registrato nel 2017. Parimenti, si registra un trend in aumento della percentuale di donne negli organi di amministrazione e di controllo delle società di Eni che nel 2018 ha raggiunto valori rispettivamente di 33% e 39%.

In Italia sono state effettuate 868 assunzioni di cui 691 a tempo indeterminato (28,9% donne, con un aumento di +7 punti percentuali rispetto al 2017); si registra un aumento di personale occupato nella fascia d'età più giovane (18-24) a fronte degli inserimenti effettuati su siti industriali in Italia di Veggiano, Livorno, Sannazzaro, Mantova e Taranto. Sempre in Italia, nel 2018 si registra un aumento del numero delle risoluzioni (+951 dipendenti) di cui 640 a tempo indeterminato (di cui il 21,7% di donne). All'estero, nel 2018, sono state effettuate 860 assunzioni di cui 573 a tempo indeterminato (di cui il 29,3% di donne) con il 72,1% dei dipendenti con età inferiore a 40 anni. Le assunzioni hanno riguardato, per più del 60%, le aree di business upstream (Messico, Indonesia, Norvegia, Regno Unito) e G&P (Francia, Ungheria e Regno Unito), sia per sviluppare e sostenere le nuove iniziative, sia per favorire il turnover. Sono stati risolti 827 rapporti di lavoro di cui 630 a tempo indeterminato. Di questi, il 43,3% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40 anni, e il 28,3% ha riguardato personale femminile. Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +33 (+850 -827) e tale dinamica è riconducibile sostanzialmente allo sviluppo del business G&P retail in Francia, il potenziamento delle attività RB&MeC e upstream in Messico e Indonesia e al ridimensionamento delle attività nel business del gas in Ungheria e il rilascio di dipendenti locali e internazionali di attività upstream in Nigeria, Pakistan, Americhe. Al di fuori dell'Italia si registra una riduzione di 1.438 dipendenti locali rispetto all'anno precedente, che porta ad una diminuzione dell'incidenza percentuale dei dipendenti locali sul "totale occupazione estero" dall'85,4% del 2017 all'82,6% del 2018. All'estero operano complessivamente 1.802 espatriati (di cui 1.261 Italiani) in leggero aumento rispetto al 2017 (+27 italiani).

Età media delle persone Eni nel mondo è di 45,4 anni (46,7 in Italia e 42,9 all'estero; +0,1 anni vs. 2017): 49,3 anni (50,3 in Italia e 46,9 all'estero) per senior manager e manager, 44,3 anni (46 in Italia e 41 all'estero) per impiegati e 41,3 anni (40,5 in Italia e 42,4 all'estero) per il personale operaio.

Nel 2018, anche grazie alle iniziative di "digital learning" realizzate attraverso il "Digital Transformation Center", si registra un incremento significativo delle ore di formazione pari al +5,2% rispetto al 2017.

Per quanto riguarda la salute, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni nel 2018 è pari a 473.437, di cui 320.933 a favore di dipendenti, 66.327 a favore di familiari, 68.796 a favore di contrattisti e 17.591 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esteri).

Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute<sup>18</sup> nel 2018 è pari a 170.431, di cui 75.938 dipendenti, 46.930 contrattisti e 47.563 familiari.

[16] Iniziativa che permette di convertire una quota del premio di partecipazione in beni e servizi, beneficiando di opportunità fiscali e contributive.

[17] In particolare si segnalano la cessione di Eigar e il deconsolidamento di Eni Norge.

[18] Di cui circa il 50% per pensionamenti e il 40% per dimissioni.

[19] I dati salute considerano le società significative dal punto di vista degli impatti salute, con duplice vista: il dato delle sole società consolidate integralmente come richiesto dal Decreto (dati relativi alle denunce di malattia professionale) e il dato inclusivo delle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (per tutti gli altri dati).



33942/614

Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2018 si registra una diminuzione delle denunce passando da 120 a 81 denunce con una riduzione complessiva del 33%, per effetto della riduzione delle malattie denunciate sia da parte degli ex dipendenti (da 108 a 71 denunce)

sia da personale attualmente impiegato (da 12 a 10 denunce). Delle 81 denunce di malattia professionale presentate nel 2018, 12 sono state presentate da eredi (11 relative a ex dipendenti e 1 a un dipendente).

### Principali indicatori di performance

		2018	2017	2016
Dipendenti <sup>(a)</sup>	{numero}	30.350	32.195	32.733
Domestici		7.307	7.580	7.607
Italia		20.576	20.468	20.476
Esteri		10.374	11.727	12.257
Africa		3.374	3.303	3.546
America		1.257	1.216	1.236
Asia		2.505	2.418	2.529
Australia e Oceania		90	114	113
Resto d'Europa		3.668	4.676	4.839
Fascia d'età 18-24		437	364	289
Fascia d'età 25-39		9.224	9.761	10.622
Fascia d'età 40-54		14.059	15.022	15.281
Fascia d'età over 55		7.231	7.048	6.541
Dipendenti all'estero locali		8.572	10.010	10.377
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti		1.008	990	1.000
Quadri		9.147	9.043	9.135
Impiegati		15.839	16.600	16.842
Operai		4.956	5.562	5.756
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		14.683	14.802	14.655
Diploma		13.348	14.300	14.082
Licenza media		2.999	3.093	3.996
Dipendenti a tempo indeterminato <sup>(b)</sup>		30.183	31.604	32.299
Dipendenti a tempo determinato <sup>(b)</sup>		767	586	434
Dipendenti full-time		30.390	31.612	32.139
Dipendenti part-time <sup>(c)</sup>		500	583	594
Assunzioni a tempo indeterminato		1.264	992	663
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		1.270	1.317	1.417
Senior manager e manager locali all'estero	{%}	16,70	15,68	16,06
Anzianità lavorativa	{anni}			
Dirigenti		22,12	22,08	22,02
Quadri		20,02	20,01	19,08
Impiegati		17,03	17,02	16,08
Operai		13,05	13,05	13,01
Presenza donna negli organi di amministrazione	{%}	33	32	27
Presenza donna negli organi di controllo <sup>(d)</sup>		39	37	37
Ore di formazione	{numero}	1.189.385	1.111.112	930.345
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale:				
Dirigenti		36,9	34,2	28,1
Quadri		41,7	31,7	27,6
Impiegati		37,2	35,7	23,9
Operai		36,2	34,5	30,6
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	{%}	80,89	81,96	82,48
Italia		100	100	100
Esteri		35,33	44,54	47,46
Denunce di malattie professionali ricevute	{numero}	81	120	133
Dipendenti		10	12	14
Precedentemente impiegati		71	108	119

(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 ad eccezione di 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 0,1% 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.



8.3942/6/15



## Sicurezza

Eni considera la sicurezza delle persone un valore fondamentale da condividere tra dipendenti, contrattisti e comunità locali e parte essenziale della propria operatività. A tal fine Eni attiva tutte le azioni necessarie ad azzerare il verificarsi di incidenti, tra cui: modelli organizzativi per la valutazione e gestione dei rischi, piani di formazione, sviluppo di competenze e promozione della cultura della sicurezza. Nel 2018, per sottolineare l'importanza di mantenere comportamenti corretti e sicuri non solo sul luogo di lavoro, sono state lanciate la campagna "Safety starts @ home" (rivolta ai dipendenti) attraverso la Intranet aziendale, che consiste in 10 video clip per promuovere la sicurezza anche in ambiente domestico partendo dalle "Safety Golden Rules" (le 10 regole d'oro per la sicurezza sul lavoro, obbligatorie in Eni dal 2018) e l'iniziativa "so vivo sicuro" (per dipendenti e terzi), una giornata dedicata alla ricerca ed attuazione di strumenti pratici per la costruzione di abitudini sane e sicure anche fuori dal lavoro con azioni concrete e misurabili (per le imprese) da attuare per la durata dei contratti. Sono stati inoltre organizzati incontri per sensibilizzare i lavoratori sulle *lesson learned* relative ad infortuni accaduti in azienda che, nel 2018, sono per lo più riconducibili ad attività di lavoro in quota e movimentazione dei carichi. In particolare per quanto riguarda la gestione dei contrattisti presso i siti industriali Eni, nel 2018 si sono ulteriormente rafforzate le attività di controllo in campo mediante le oltre 120 risorse del Safety Competence Center<sup>20</sup>, 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 Safety Competence Center, sono state oltre 2.300, pari al 70% del parco fornitori Eni a 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 2018 sono state attuate le prime sperimentazioni di applicazione delle metodologie operative del Safety Competence Center all'estero (in particolare in Tunisia ed Angola), con risultati positivi che ne fanno prevedere una implementazione sistematica nei prossimi anni. Eni ha intensificato anche l'attenzione alla cultura della sicurezza di processo<sup>21</sup> sviluppando ed implementando un sistema di gestione

specifico, in linea con gli standard internazionali, e monitorandolo tramite audit dedicati. In tema di preparazione e risposta alle emergenze, oltre alle continue esercitazioni e al monitoraggio dei risultati emersi, particolare attenzione è stata rivolta allo sviluppo di sistemi di allertamento, alla tempestività di diffusione delle informative tramite flussi semplificati ed allo studio di scenari di rischio naturale che possano interagire con le attività di business.

I principali obiettivi aziendali in tema di sicurezza riguardano: i) il Safety Culture Program (SCP), che monitora il livello di proattività attraverso aspetti di gestione preventiva della sicurezza; ii) la revisione degli standard di sicurezza di processo in linea con le best practice internazionali; iii) la cultura della sicurezza, con il lancio di una nuova campagna per la sicurezza negli uffici ("Safety starts @ office"). Nel 2018, è stato consolidato il SIR (Severity Incident Rate), un indice interno Eni pesato rispetto al livello di gravità degli infortuni. In particolare, tale indicatore è 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.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2018 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro ha subito un incremento del 6% rispetto al 2017. Il peggioramento ha riguardato l'indice dei dipendenti (a causa di un incremento degli infortuni), mentre l'indice dei contrattisti è rimasto stabile. Si sono verificati 4 infortuni mortali a contrattisti upstream: 1 in Nigeria a seguito di schiacciamento da parte di un automezzo in manovra, 1 in Algeria a seguito di ustioni, 2 in Egitto per cadute dall'alto. L'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è influenzato da due eventi occorsi uno in Alaska (contrattista upstream che ha riportato un grave trauma alla gamba destra) e l'altro in Egitto (contrattista caduto dall'alto).

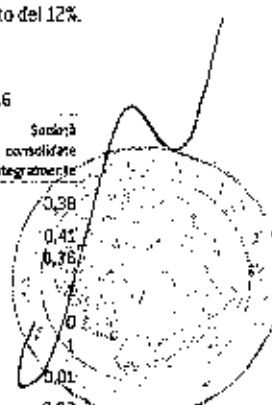
In Italia, nel 2018, il numero degli infortuni totali registrabili è aumentato (40 eventi rispetto ai 38 del 2017), ma l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è migliorato del 3%; all'estero, invece, il numero di infortuni è aumentato (76 eventi rispetto a 63 del 2017) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato del 12%.

### Principali indicatori di performance

		2018		2017		2016	
		Società Operative	Società consolidate	Società Operative	Società consolidate	Società Operative	Società consolidate
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,35	0,41	0,33	0,45	0,35	0,38
Dipendenti		0,37	0,42	0,31	0,44	0,36	0,41
Contrattisti		0,34	0,41	0,34	0,46	0,35	0,36
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	4	1	1	0	2	0
Dipendenti		0	0	0	0	0	0
Contrattisti		4	1	1	0	2	1
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01
Dipendenti		0,00	0,00	0,01	0,02	0,01	0,02
Contrattisti		0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01
Near miss	(numero)	1.431	1.128	1.550	1.223	1.643	1.270
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	390,6	190,9	306,3	174,2	226,9	188,0
Dipendenti		91,6	57,5	93,1	59,4	93,7	61,4
Contrattisti		299	133,4	213,3	114,8	133,2	126,5

[20] 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.

[21] 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.




83942/616

## 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 effrazione; 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 ad termine del ciclo progettuale.

Il percorso di transizione verso un'economia circolare, in cui il prelievo di risorse dall'ambiente e lo smaltimento dei rifiuti siano minimizzati, rappresenta per Eni una sfida e un'opportunità, in termini sia di redditività che di miglioramento delle prestazioni ambientali. Tale percorso coinvolge diversi ambiti: (i) l'aggiornamento dei modelli di business per la produzione di energia rinnovabile e/o l'utilizzo di materia recuperata o rinnovabile nei processi produttivi (Energy Solutions, Green Refinery e Green Chemistry); (ii) programmi di efficienza energetica e idrica in tutti i settori di business, progetti di flaring down e di riduzione delle perdite di metano con i conseguenti risparmi di gas naturale; (iii) gestione degli asset da dismettere, attraverso progetti di conversione, riqualificazione, recupero e l'applicazione della bonifica sostenibile; (iv) strumenti gestionali, quali il green procurement e le soluzioni ICT. Eni promuove la **gestione efficiente delle acque**, soprattutto nelle aree sottoposte a stress idrico in cui nel 2018 sono continuate le iniziative di riduzione dei prelievi di acqua dolce e nel settore upstream i progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dei territori dove Eni opera. 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 avviata una gara per assegnare un contratto di realizzazione di un impianto Mini Blue water, basato sulla tecnologia proprietaria, da installare con una capacità di trattamento di circa 20 mc/h. 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 (meno del 2%). Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici<sup>22</sup> 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.

Nelle aree a stress idrico Eni utilizza specifici piani di gestione delle acque volti alla riduzione dei consumi. Ad esempio, per il sito di Brindisi nel 2018 è stato siglato un accordo di collaborazione tra Eni-

Power e Syndial per il riutilizzo dell'acqua di falda per ridurre i prelievi idrici. Considerando i potenziali rischi derivanti da eventuali crisi idriche, come rilevato dall'indagine annuale condotta dal WEF<sup>23</sup> e dalla crescente richiesta di informazioni da parte degli stakeholder, nel 2018, per la prima volta, è stata fornita risposta pubblica al CDP water per aumentare la trasparenza su tali tematiche.

Eni è impegnata quotidianamente nella **gestione dei rischi derivanti da oil spill** sia all'estero che in Italia, attraverso azioni sempre più integrate su tutti i piani di intervento, da quello amministrativo a quello tecnico di prevenzione, controllo e qualità/rapidità/efficacia. Nel 2018 è stata conclusa l'installazione sulla rete di oleodotti italiani e su parte di quelli in Nigeria, dei tools e-vpms® [Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System – Brevetto proprietario] e del SSPS [Safety Security Pipeline System] per la rilevazione di sversamenti dovuti ad eventi effrattivi e perdite operative.

Per aumentare ulteriormente l'efficacia sul piano preventivo, nel 2019 è prevista l'installazione, su due oleodotti pilota, di un'evolutiva per rilevare attività in prossimità dell'oleodotto (scavi, veicoli, ecc.) prima dell'effrazione sulla condotta che, in caso di esiti positivi, si estenderà a tutti gli oleodotti di prodotti finiti in Italia e a seguire nelle altre realtà. Nel 2018 si è registrato un fenomeno effrattivo in Egitto (JV Agiba), che verrà monitorato facendo riferimento alle esperienze acquisite in Italia e in Nigeria dove continuano intense attività di monitoraggio attraverso la sorveglianza diretta, grazie anche al supporto delle comunità, all'uso di mezzi aerei e droni, nonché all'installazione di protezioni meccaniche. In termini di preparazione e risposta, infine, in Italia è stata finalizzata l'analisi di rischio dei territori attraversati da pipeline, individuando i punti di maggiore attenzione su cui strutturare in anticipo possibili interventi di contenimento. In parallelo, Eni lavorerà anche sulla sperimentazione/applicazione di tecniche per la gestione degli impatti in caso di spill per migliorare la rapidità, qualità e l'efficacia dell'intervento e della sorveglianza.

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. Il modello di gestione BES di Eni si allinea con gli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CBD) 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 del portfolio globale del settore upstream 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 e ambientale e valutare tutti i potenziali impatti che poi vengono mitigati attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Il modello di gestione BES di Eni è declinato con dettaglio nella Policy BES approvata dall'AD e pubblicata nel 2018 sul sito Eni<sup>24</sup>.

(22) Area 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](http://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 del stesso.

(23) The Global Risks Landscape 2018 "What is the impact and likelihood of global risks?".

(24) <https://www.eni.com/docs/it/IT/eni-com/sostenibilita/Biodiversita-Eni-e-servizi-ecosistemici.pdf>

03942/617

Eni Refining and Petrochemicals Group 2018

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2018 è proseguito il trend di diminuzione (-2% vs. 2017) dei prelievi di acque dolci, in particolar modo grazie all'entrata in servizio di nuovi generatori di vapore nel petrolchimico di Porto Marghera in sostituzione di gruppi di generazione vapore/energia elettrica, con riduzione dell'acqua dolce utilizzata nei cicli di raffreddamento.

Al settore R&MeC è riconducibile oltre il 75% dei prelievi di acqua dolce, mentre solo l'8% è riferito al settore E&P. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci ha raggiunto l'87%.

La percentuale di reiniezione dell'acqua di formazione del settore E&P ha raggiunto il 60% grazie principalmente al mantenimento delle buone performance dei campi in Egitto ed Ecuador.

I barili sversati a seguito di oil spill operativi sono diminuiti rispetto al 2017. Sono stati registrati due eventi rilevanti, uno presso la raffineria di Livorno (sversamento da un serbatoio causato da un sovra riempimento dello stesso) e l'altro presso lo stabilimento chimico di Sarroch, in Sardegna (ritrovamento di terreno con prodotto idrocarburo e acqua in corrispondenza di un attraversamento stradale), entrambi con sversamenti di circa 500 barili di prodotto. Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2018 si è registrata una diminuzione del numero di eventi, mentre il volume sversato è aumentato del 14%; gli spill hanno riguardato esclusivamente le attività E&P in Nigeria ed Egitto. I barili sversati a seguito di chemical spill sono riconducibili alle attività upstream e Versalis.

I rifiuti da attività produttive generati da Eni nel 2018 sono in aumento rispetto al 2017, in particolare per quanto riguarda la quota di rifiuti non pericolosi (pari all'88% del totale), mentre sono in diminuzione quelli pericolosi. L'incremento è legato ai settori E&P (in particolare per il ramp-up del progetto Zohr in Egitto e per il ritorno a regime delle attività del Centro Olio Val d'Agri, dove ha inciso anche la maggiore produzione di acque di strato smaltite come rifiuto) e R&MeC (a seguito della fermata generale della raffineria di Taranto e agli smaltimenti conseguenti all'evento alluvionale occorso nel 2017 presso la raffineria di Livorno). La quota di rifiuti recuperati/riciclati è aumentata rispetto al 2017, arrivando a quasi il 40% dei rifiuti totali smaltiti<sup>[25]</sup>.

Nel 2018 sono state generate complessivamente 4,3 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 4 milioni da Syndiaf), costituite per il 64% da acque di falda. Sempre nel 2018 sono stati spesi €374 milioni in attività di bonifica suolo e falde.

L'incremento delle emissioni di SO<sub>x</sub> rispetto al 2017 è legato in particolare all'aggiornamento della composizione del gas per alcuni siti upstream, che ha comportato un aumento della percentuale di H<sub>2</sub>S nello stream inviato a torcia.

Nel 2018, l'esposizione al rischio biodiversità è stata valutata su tutte le concessioni internazionali e nazionali in sviluppo e/o sfruttamento del settore upstream<sup>[26]</sup> (operate e in joint venture), al fine di identificare quelle che intercettano (anche solo parzialmente) aree protette<sup>[27]</sup> e/o siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA)<sup>[28]</sup>.

L'analisi di dettaglio su tali concessioni relativa all'effettiva posizione dei siti produttivi al loro interno (impianti e/o infrastrutture), ha evidenziato che in 27 concessioni, localizzate in 6 Paesi (Regno Unito, Stati Uniti, Egitto<sup>[29]</sup>, Nigeria, Pakistan e Italia), essi risultano all'interno di una o più aree protette e/o KBA; mentre in altre 31 concessioni, localizzate in 7 Paesi (Stati Uniti, Ecuador, Tunisia, Congo, Algeria, Pakistan e Italia) i siti produttivi risultano situati al di fuori, in aree adiacenti a una o più aree protette o a KBA.

Tra le aree protette e/o KBA che si trovano in sovrapposizione con siti produttivi, 2 sono incluse nella Ramsar List<sup>[30]</sup>, 3 sono aree protette classificate IUCN<sup>[31]</sup>, 7 sono altre aree protette designate a livello nazionale, 15 ricadono sotto la classificazione di Natura 2000, mentre 12 sono identificate come KBA. Di tali aree, 26 si trovano in ecosistemi terrestri, 11 in ecosistemi marini e 2 in ecosistemi misti (terrestri e marini). Nessun sito produttivo risulta in sovrapposizione a siti naturali patrimonio dell'umanità (WHS<sup>[32]</sup>).

Invece, tra i siti produttivi che si trovano in aree adiacenti ad aree protette o KBA, solo uno è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna)<sup>[32]</sup>. Le altre aree interessate sono: 2 incluse nella Ramsar List, 18 sono aree protette classificate IUCN, 4 sono aree protette designate a livello nazionale, 35 ricadono sotto la classificazione di Natura 2000, mentre 16 sono identificate come KBA. Di tali siti, 67 si trovano in ecosistemi terrestri, 6 in ecosistemi marini e 3 in ecosistemi misti (terrestri e marini).

[25] Nel dettaglio, nel 2018 il 16% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclati, il 12% ha subito un trattamento chimico/fisico, l'11% è stato incenerito, il 3% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 58% 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 42% è stato recuperato/riciclati, l'11% ha subito un trattamento chimico/fisico, lo 0,3% è stato incenerito, il 5% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 51,7% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo).

[26] Fonte: database aziendali, giugno 2018.

[27] Fonte: World Database of Protected Areas, dicembre 2018.

[28] Fonte: World Database of Key Biodiversity Areas, giugno 2018. 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 identificate attraverso i processi nazionali delle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Ad oggi le KBA sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas 2) Alliance for Zero Extinction Sites.

[29] Per l'Egitto sono state valutate 5 concessioni, di cui solo 1 appartiene a società controllate integralmente come richiesto dal D.Lgs. 254/2016; le rimanenti 4 sono incluse nel perimetro "operato" di reporting.

[30] 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.

[31] IUCN, International Union for Conservation of Nature.

[32] WHS, World Heritage Site.

[33] Pur non rientrando tra le società consolidate integralmente né nel perimetro "operato" di reporting, si segnala che il campo di Zubair (Irak) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato allo WHS misto (naturale e culturale). Tuttavia nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta.



83942/618

## Principali indicatori di performance

		2018		2017		2016	
		Società operata integralmente	Società consolidate integralmente	Società operata	Società consolidate integralmente	Società operata	Società consolidate integralmente
Prelievi idrici totali	(milioni di metri cubi)	1.776	1.731	1.786	1.746	1.851	1.916
di cui: acqua di mare		1.640	1.626	1.650	1.638	1.710	1.697
di cui: acqua dolce		117	104	119	106	129	117
di cui: prelevata da acque superficiali		81	72	79	70	87	78
di cui: prelevata da sottosuolo		19	17	20	17	23	20
di cui: prelevata da acquedotto o sistema		6	5	10	9	9	9
di cui: acqua da TAF <sup>(a)</sup> utilizzata nel ciclo produttivo		4	4	4	4	3	3
di cui: prelevata da altri stream		7	7	6	6	7	7
di cui: acqua salvasura proveniente da sottosuolo o superficie		19	1	16	1	12	2
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	87	88	86	87	84	85
Acqua di formazione rainierata		60	49	59	45	58	42
Oil spill operativi							
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	72	34	55	24	85	44
Volume di oil spill (>1 barile) <sup>(b)</sup>	(barili)	2.665	2.217	3.323	3.049	1.231	724
Oil spill da sabotaggi (inclusi furti)							
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	97	94	102	102	158	158
Volume di oil spill (>1 barile)	(barili)	3.697	3.277	3.736	3.236	4.682	4.682
Chemical spill							
Numero totale di chemical spill	(numero)	34	34	17	15	24	24
Volume di chemical spill	(barili)	61	61	63	50	18	18
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	2,6	1,3	1,4	0,8	0,8	0,8
di cui: pericolosi		0,3	0,2	0,7	0,3	0,3	0,2
di cui: non pericolosi		2,3	1,1	0,7	0,5	0,5	0,6
Emissioni di NO <sub>x</sub> (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO <sub>2</sub> eq)	53,1	31,6	55,6	30,8	56	32,1
Emissioni di SO <sub>2</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> eq)	16,5	6,2	8,4	6,7	6,9	5,5
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	23,1	13,8	21,5	13,4	15,9	9,2
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		1,5	0,8	1,5	0,7	1,4	0,7

[a] TAF: Trattamento acque di falda.

[b] I dati 2017 è stato aggiornato a seguito della chiusura di alcune investigazioni. In data successiva alla pubblicazione della DNF 2017, tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2018.

 Diritti umani


Eni si impegna a rispettare gli standard internazionali in materia di diritti umani, a partire dagli UN Guiding Principles on Business and Human Rights, in un'ottica di miglioramento continuo del proprio sistema di due diligence. 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 2018 il CSS ha approfondito numerosi aspetti che riguardano direttamente o indirettamente i diritti umani tra cui l'analisi del risultato conseguito da Eni nella seconda edizione del Corporate Human Rights Benchmark (CHRB)<sup>[34]</sup> e la bozza della Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani, approvata dal CdA a dicembre 2018 e realizzata con il supporto del Gruppo di

Lavoro Interfunzionale "Diritti umani e business"<sup>[35]</sup>. Tale Dichiarazione rinnova l'impegno aziendale precedentemente espresso sul tema, 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.

Nel corso del 2018 sono proseguite le attività del Gruppo di Lavoro che ha permesso di identificare le principali aree di miglioramento e definire le azioni necessarie per il continuo miglioramento delle proprie performance. Tali azioni sono state recepite in uno specifico piano pluriennale che è stato declinato in obiettivi manageriali collegati

[34] In cui Eni è risultata essere la prima tra le società energetiche e la settima tra tutte le 101 società dei diversi settori analizzate.

[35] Creato nel 2017 a seguito di un evento presieduto dall'AD rivolto ai membri del CdA, Collegio Sindacale e Management sul tema Business and Human Rights.



83942/6.19

L.1 Relazione Finanziaria 2019

alte performance sui diritti umani. Nel 2018 quindi, ad 8 su 16 primi rapporti dell'AD è stato assegnato un obiettivo direttamente collegato ai diritti umani.

Il tema del rispetto dei diritti umani è integrato a vari livelli nei processi aziendali ed Eni monitora il rischio di eventuali violazioni con strumenti specifici quali, ad esempio, il modello di Risk Management Integrato (RMI) in cui tali tematiche sono considerate nel risk model e integrate nella valutazione dei rischi in termini di metriche di impatto sociale, ambientale, salute, sicurezza e reputazionali.

A seguito del percorso di sensibilizzazione interno sul tema diritti umani avviato nel 2016, nel 2018 la formazione sui diritti umani in Eni ha visto erogazione di corsi e-learning specifici per alcune funzioni, di approfondimento rispetto al corso erogato nel 2016-2017 a tutti i dipendenti. I corsi, sviluppati con il supporto del Danish Institute for Human Rights, sono volti a creare un linguaggio e una cultura comune e condivisa sui diritti umani e a migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia.

Nel 2017 Eni ha identificato 4 aree in cui sono collocati i diritti umani considerati più rilevanti rispetto alle attività svolte direttamente e a quelle svolte dai suoi business partner, i.c. "Salient Issue". Nel corso del 2018 tali aree sono state condivise con stakeholder esterni e autorevoli esperti: diritti umani (i) **sul posto di lavoro**<sup>36</sup>; (ii) nella catena di fornitura; (iii) nelle comunità; (iv) nelle operazioni di security. 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 2018 sono stati oggetto di tali assessment 20 fornitori, di cui 1 dell'Ecuador, 2 del Vietnam, 2 dell'Egitto e 15 italiani. Eni, inoltre, è impegnata nella predisposizione di un codice di condotta rivolto ai fornitori<sup>37</sup>, che ribadisce 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 Modern Slavery Statement<sup>38</sup> e nella Posizione sui "Conflict minerals"<sup>39</sup>.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui diritti umani di individui e comunità ospitanti prevedendo opportune misure di gestione. A tal fine, nel corso del 2018 sono stati svolti gli "Human rights Impact Assessment" (HRIA) in Mozambico e Angola, oltre al follow-up di quello svolto in Myanmar nel 2016, per i quali Eni si è avvalsa del supporto del Danish Institute for Human Rights. È stato inoltre definito un modello di classificazione dei progetti di business per determinare il livello di rischio di impatto sociale e sui diritti umani associato, in base al quale vengono avviati opportuni approfondimenti, tra cui gli stessi HRIA.

Eni gestisce le proprie operazioni di security nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights. Eni ha progettato un insieme coerente di regole, processi e strumenti per garantire che: (i) i fornitori delle forze di sicurezza siano selezionati in base a criteri afferenti i diritti umani; (ii)

i termini contrattuali comprendano disposizioni sul rispetto dei diritti umani; (iii) gli operatori e i supervisori della sicurezza ricevano formazione adeguata; (iv) gli eventi considerati più a rischio siano gestiti conformemente agli standard internazionali.

A complemento di tutte le azioni intraprese per assicurare il rispetto dei diritti umani, dal 2006 è vigente una procedura Eni, inserita tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento di eventuali segnalazioni, anche in forma anonima, da parte di dipendenti o terzi.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2018 è proseguito il programma di formazione sui diritti umani (dopo la campagna massiva svoltasi tra il 2016 e il 2017) con specifiche iniziative di follow-up per approfondimenti tematici che continueranno nel 2019 congiuntamente alla campagna per la famiglia professionale degli approvvigionamenti. Inoltre, è stato reso disponibile il corso "Sostenibilità e integrazione con il business" in lingua inglese e francese a tutti i dipendenti Eni, per un totale di circa 2.100 iscrizioni. Nel 2018, i corsi e-learning hanno trattato il tema dei diritti umani in riferimento a: rapporti con le comunità (140 persone), posto di lavoro [circa 1.740 persone] e security (207 persone), destinati a diversi target di dipendenti a seconda del contenuto dei moduli formativi. Il tema dei diritti umani & security è poi regolarmente affrontato in tutti i percorsi formativi rivolti al personale di sicurezza, quali workshop per i Security Manager e Security Officer di nuova nomina, formazione e-learning generica e specifica. Anche grazie ai corsi sopra menzionati, la percentuale di personale appartenente alle famiglie professionali di Security formato in tema di diritti umani si è attestata al 96%.

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 2018, la sessione formativa è stata svolta a Tunisi ed è stata indirizzata agli operatori privati di Security che svolgono la loro attività presso i siti direzionali ed operativi di Eni.

Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2018 è stata completata l'istruttoria su 29 fascicoli, di cui 31<sup>40</sup> includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relativi a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste sono state verificate 34 asserzioni: per 9 sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati e sono state intraprese azioni per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relativi a implementazione e rafforzamento di controlli in essere, interventi di sensibilizzazione 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 21 fascicoli, in 5 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

[36] Si rimanda alla sezione "Persone" a pag. 118-120.

[37] Nel 2018 redatto un draft del documento ed avviata una campagna pilota, in Italia e all'estero, che si è conclusa con buona risposta dei fornitori.

[38] In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015.

[39] In adempimento alla normativa della US SEC.

[40] Ricri relativi a società consolidate con il metodo integrale.



83942/620

## Principali indicatori di performance

		2018	2017	2016
Ure dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	50.653	2.805	88.874
In classe		164	52	354
Distance		10.489	2.753	88.520
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(a)</sup>	(%)	91	74	-
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani	(numero)	73	308 <sup>(b)</sup>	53
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani <sup>(c)</sup>	(%)	96	88	83
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		90	88	91
Fascicoli di segnalazione <sup>(d)</sup> (asserzioni) <sup>(e)</sup> afferenti al rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno <sup>(f)</sup>	(numero)	31 (34)	29 (32)	36
Asserzioni fondate		9	3	11
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		9	9	6
Asserzioni non fondate/generiche		16	20	19

(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 della ricerca di security (famiglie professionali sui diritti umani), in alcuni casi anche segnalative, che si possono rilevare tra un anno e l'altro sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti farmacia ed alle contingenze operative.

(c) Si tratta di un valore percentuale cumulato.

(d) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulle segnalazioni (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 individuali.

(e) Per l'anno 2016 il dato rappresentato si riferisce ai fascicoli e non alle asserzioni.

(f) I dati relativi agli anni 2016 e 2017 includono alcuni casi riferiti a società non consolidate integralmente:

- 2016: 1 fascicolo non fondato con adozione di azioni di miglioramento;
- 2017: 1 fascicolo con un'asserzione non fondata/generica.

 Fornitori


Eni adotta criteri di qualifica e selezione dei fornitori per valutare 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 umani, 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'invio a gare.

## METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2018, oltre 5.000 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). Per il 19% di questi fornitori sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento, tali comunque da non compromettere, nel 91% dei casi, la possibilità di farvi ricorso, mentre per il restante 9% dei fornitori oggetto di verifica le criticità rilevate hanno comportato l'interruzione pretempore dei rapporti con Eni. Nel 2018 sono infatti state rilevate criticità e/o aree di miglioramento su 1.008 fornitori, di cui per 95 la valutazione in fase di qualifica ha avuto esito negativo (es. non qualifica) oppure per cui Eni ha emesso un provvedimento ostativo (monitoraggio, stato di attenzione con nullasta, sospensione o revoca della qualifica); il dato 2018 relativo ai fornitori con cui sono stati interrotti i rapporti, in calo rispetto agli anni precedenti, riflette il minor numero di inchieste per illecito che hanno interessato fornitori Eni nel corso dell'anno. 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 e a violazioni di Diritti umani, ad esempio a norme salute e sicurezza, violazione del codice etico, corruzione, eco-reati.

## Principali indicatori di performance

		2018	2017	2016
Numero fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	5.184	5.055	5.171
di cui: numero fornitori con criticità/aree di miglioramento		1.008	1.248	1.336
di cui: numero fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		95	65	131
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	100%	100%	100%

83942(62)

ENI RISPONDE - INFORMAZIONI AMBITO ENI

## Trasparenza e lotta alla corruzione



Eni aderisce al Global Compact che incoraggia le aziende aderenti ad allineare le attività a dieci principi universalmente riconosciuti in termini di diritti umani, lavoro, ambiente, trasparenza, lotta alla corruzione e a contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle Nazioni Unite (SDGs).

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 fin dal 1998, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e del Modello 231. 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 CdA<sup>41</sup>, sia la Management System Guideline<sup>42</sup> che tutti gli altri strumenti normativi anti-corruzione emessi alla controllante.

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. Al 31 dicembre 2018, Eni è stata sottoposta a due audit di sorveglianza, conclusi entrambi con esito positivo.

Per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni, sin dal 2010, è stata costituita una struttura organizzativa ad hoc, l'unità anti-corruzione, incaricata di fornire supporto specialistico alle linee di business e alle società controllate in Italia e all'estero. Questa unità 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, costruiti su format interattivi, vengono effettuati in base all'indice solido annualmente da Transparency International (Corruption Perception Index) e alla presenza Eni nelle singole realtà. Tali 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. Nel corso del 2018 è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni per il rischio di corruzione sulla base dei driver di rischio quali: Paese, qualifica, famiglia professionale e numero di dipendenti del sito, al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative. Il roll-out applicativo della metodologia è previsto nel corso del 2019. Inoltre, nel corso del 2018 è stata realizzata un'iniziativa di comunicazione sulla intranet aziendale denominata "Compliance Tips", al fine di promuovere a tutti i livelli la diffusione della cultura della compliance in cui sono

state affrontate possibili situazioni a rischio in cui potrebbe incorrere un dipendente.

Inoltre, 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.

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 rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente.

A testimonianza dell'impegno di Eni per migliorare la governance e la trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un buon uso delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)<sup>43</sup>.

L'adesione all'EITI è un valore per Eni nonostante dal 2017 la società pubblici la "Relazione sui pagamenti ai governi" in ottemperanza agli obblighi di reporting introdotti alla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive). Inoltre, il 24 maggio 2018 il CdA ha approvato le Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy) che definiscono gli impegni Eni in materia di trasparenza fiscale finalizzati all'assolvimento delle imposte nei diversi Paesi dove si genera il valore in modo coerente con la lettera e con lo spirito delle leggi in vigore, in linea con le raccomandazioni OCSE, in tema di contrasto all'evasione fiscale e allo spostamento dei profitti verso Paesi a bassa fiscalità (Base Erosion and Profit Shifting) delle Multinational Enterprises.

### METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2018 sono stati svolti, in 13 Paesi, 32 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corruzione che hanno confermato nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione.

Nel 2018 è proseguita la campagna di formazione e-learning sui temi anti-corruzione finalizzata a formare tutta la popolazione aziendale; tali campagne stanno progressivamente andando a regime, assicurando così la totale copertura in termini di formazione per tutte le persone Eni. Nel 2018, tale campagna ha raggiunto 2.844 dipendenti, di cui il 32% rappresentato da figure manageriali e con una copertura che rispecchia la presenza di Eni nei territori in cui opera: 41% in Italia, 29% in Africa, 17% in Asia, 11% nel resto d'Europa e il 2% nelle Americhe.

Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e, nei Paesi aderenti, contribuisce annualmente alla preparazione dei Report e, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Mozambico, Timor Est, Ghana e UK. In Kazakhstan, 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.

[41] Di 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 o di governance.

[43] Iniziativa globale per promuovere un uso responsabile e trasparente delle risorse finanziarie generate nel settore estrattivo.

Mie



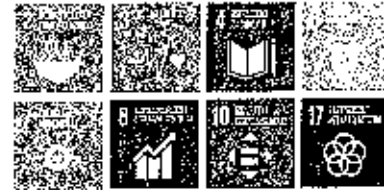
83962/1622

## Principali indicatori di performance

		2018		2017		2016	
		Società consolidate	Società integrate	Totale	Società consolidate integrate	Totale	Società consolidate integrate
interventi di audit con verifiche anti-corruzione	{numero}		32		36		33
E-learning per figure manageriali	{numero di partecipanti}	851	920	483	452	865	822
E-learning per altre risorse		1.950	1.924	1.857	1.735	9.364	8.952
Workshop generale		1.765	1.765	1.434	1.329	1.269 <sup>(a)</sup>	
Job specific training		1.461	1.461	1.539	1.503	1.214 <sup>(a)</sup>	
Paesi in cui Eni supporta i Multi Stakeholder Group locali di EIT	{numero}		8		9		8

(a) Il dato include un esiguo numero di risorse Eni appartenenti a società non riportate nel perimetro di consolidamento con il metodo integrale che non è possibile estrapolare dai dati consolidati.

## PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE: MODELLO DI COOPERAZIONE



Da sempre il tratto distintivo di Eni è caratterizzato dalla volontà di rispondere alle necessità di sviluppo dei Paesi in cui opera, interagendo su base continuativa con le istituzioni e gli stakeholder locali. Affinché questo si realizzi, Eni ha adottato un approccio sistematico e applicabile nelle diverse fasi del business in ogni realtà operativa. Negli ultimi anni Eni ha assicurato che dalle fasi di negoziazione, all'esplorazione, fino a tutti i processi operativi incluso il decommissioning, ci fossero strumenti adeguati per conoscere il contesto socio-economico locale, anche in relazione ai diritti umani, e per gestire le richieste degli stakeholder nonché i bisogni delle comunità. Grazie a questi strumenti è possibile definire un piano di interventi nel territorio strutturato che assicuri l'integrazione sia delle esigenze locali che delle indicazioni contenute nei piani di sviluppo nazionali, nell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e nei National Determined Contributions (NDCs).

La strategia di supporto allo sviluppo del territorio pone la persona al centro e si basa sulla valorizzazione delle risorse energetiche dei Paesi e sulla definizione di iniziative volte a migliorare le condizioni di vita delle comunità locali. Lo sviluppo delle fonti energetiche è l'obiettivo del modello di business di Eni e prevede la costruzione di infrastrutture per la produzione e il trasporto di gas sia per l'esportazione, sia per il consumo domestico, e la costruzione di impianti off-grid e on-grid per la produzione di energia elettrica. Sostenere lo sviluppo sulla base delle necessità locali, in sinergia con gli obiettivi di business in un'ottica di lungo termine e minimizzare le faccende socio-economiche coinvolgendo tutti gli stakeholder, oggi significa affrontare eventi sempre più complessi e globali come cambiamenti climatici e fenomeni migratori che richiedono di estendere il raggio di azione oltre l'"area operativa" degli impianti.

Per affrontare queste sfide, attuali e future, il modello di cooperazione di Eni prevede tre direttrici:

**1. Community Investment:** Eni promuove un ampio portafoglio di iniziative per migliorare le condizioni di vita delle persone attraverso interventi di diversificazione economica quali lo sviluppo di progetti agricoli, di micro-imprenditorialità, micro credito o progetti infrastrutturali, interventi di promozione dell'educazione, di accesso all'acqua, di tutela della salute quali il potenziamento dei servizi di salute pubblica e attività di sensibilizzazione e responsabilizzazione delle popolazioni beneficiarie.

**2. Partnership Pubblico Privato:** in coerenza con l'accordo di Addis Ababa "Financing for development" del 2015, Eni ha avviato collaborazioni con organizzazioni per la cooperazione allo sviluppo per mettere a fattor comune risorse non solo economiche ma anche in termini di abilità, know-how ed esperienza. In particolare, nel 2018 Eni ha attivato partnership pubblico-privato con l'United Nations Development Programme (UNDP), per contribuire allo sviluppo sostenibile e favorire il raggiungimento degli SDGs, in particolare l'accesso universale all'energia entro il 2030, azioni volte a combattere i cambiamenti climatici e la protezione, il ripristino e l'uso sostenibile dell'ecosistema terrestre e con la Food and Agricultural Organization (FAO) per l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria.

**3. Monitoraggio e valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti della presenza sul territorio:** Eni, per misurare gli impatti e i benefici delle proprie iniziative ed amplificarne gli effetti, ha sviluppato in collaborazione con il Politecnico di Milano due strumenti: il Modello Et.CE (Eni Local Content Evaluation) e l'Eni Impact Tool<sup>(4)</sup>.

(4) Il Modello Et.CE (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 della propria attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte di investimento per le future iniziative.

83942 | 623

Eni - Dichiarazione di carattere non finanziario - Aprile 2018

Un ulteriore strumento per la relazione con il territorio è lo Stakeholder Management System, dedicato alla mappatura, gestione e al monitoraggio delle relazioni con i propri stakeholder nei Paesi di presenza e la gestione dei grievance in tutte le fasi del business, al fine di garantire la presa in carico di tutti i suggerimenti degli stakeholder, fornire adeguate risposte e prevenire potenziali fattori di rischio. Tale mappatura include, dal 2018, anche popolazioni indigene ubicate nelle vicinanze di operazioni e progetti operati. Tra le attività di monitoraggio vengono incluse anche analisi atte a misurare la percentuale di speso verso fornitori locali presso alcune rilevanti consociate estero upstream. La percentuale di speso 2018 verso fornitori locali, in questi Paesi, è pari a circa il 33%.

**METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE**

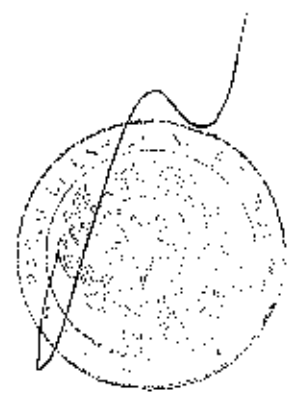
Nel 2018, la spesa complessiva di community investment ammonta a circa €94,8 milioni (quota Eni), di cui circa il 98% nell'ambito delle

attività upstream. In Asia sono stati spesi circa €21,9 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 €46,7 milioni, di cui €43,9 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito della formazione professionale e nella realizzazione di infrastrutture scolastiche (al netto della spesa per resettlement). Sono stati investiti circa €32,4 milioni in attività di sviluppo infrastrutturale, di cui €13,4 milioni in Africa e €15,2 milioni in Asia. Sul tema della salute, nel 2018, il settore upstream, al fine di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 20 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 7 come studi integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment). Sono stati inoltre svolti 3 studi di HRIA (Human Rights Impact Assessment)<sup>(45)</sup>. Il numero totale di grievance ricevuti è 193, di cui 138 casi sono stati risolti e chiusi. In particolare, in Ghana sono stati chiusi il 97% dei reclami.

**Principali indicatori di performance**

	2018		2017		2016	
	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente
Community investment <sup>(4)</sup>	94,8	73,9	70,7	56,8	61,2	60,3
di cui: infrastrutture	32,4	29,6	22,1	22,1	23,3	23,3

(4) Il dato include le attività di resettlement, pari a €19,1 milioni nel 2018.



(45) Si rimanda alla sezione "Diritti umani" a pag. 124-126 per approfondimenti.



83942/624

## TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Per Eni i temi materiali di sostenibilità rappresentano quegli aspetti prioritari, per l'azienda e i propri stakeholder, che identificano le sfide e le opportunità chiave dell'intero ciclo delle attività per la creazione di valore nel lungo periodo.

### Processo di definizione dei temi materiali

La definizione dei temi materiali di sostenibilità per Eni si basa su un processo di identificazione e prioritizzazione che tiene in considerazione:



#### ANALISI DI SCENARIO

Temi emergenti dal contesto di attività e stato di avanzamento rispetto al Piano Strategico. L'analisi è presentata ogni anno al Comitato Sostenibilità e Scenari e approvata dal CdA di Eni.



#### RISULTATI DEL RISK ASSESSMENT

Principali rischi che includono potenziali impatti ambientali, sociali, reputazionali e sulla salute e sicurezza. Questi sono sottoposti trimestralmente al CdA dall'AD.



#### PROSPETTIVA DEGLI STAKEHOLDER

Temi prioritari di sostenibilità secondo i diversi stakeholder<sup>(16)</sup> di Eni.

I temi identificati, prioritizzati a seconda delle diverse linee di business, sono alla base dell'elaborazione del Piano Strategico quadriennale e della reportistica non finanziaria [Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ed Eni for]. Successivamente, sulla base del Piano Strategico, sono definiti gli obiettivi manageriali (MBO) di sostenibilità attribuiti a tutti i dirigenti. I temi

materiali sono quindi presentati al Comitato di Direzione, Comitato Sostenibilità e Scenari, e portati in informativa al CdA all'inizio del processo di reporting.

Di seguito sono evidenziati i temi materiali 2018 ai quali sono stati associati gli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs) su cui le attività di Eni hanno un impatto diretto o indiretto.

#### I TEMI MATERIALI 2018



#### PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE

CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, biocarburanti e chimica verde

SDGs: 7 - 9 - 12 - 13 - 17

INNOVAZIONE TECNOLOGICA

SDGs: 7 - 9 - 12 - 13 - 17



#### MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE

Occupazione e Diversità e Inclusione  
Formazione  
Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità

SDGs: 3 - 4 - 5 - 8

SICUREZZA

Sicurezza delle persone e asset integrity

SDGs: 3 - 8 - 11

RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI

Risorsa idrica, biodiversità e rifiuti

SDGs: 3 - 6 - 12 - 14 - 15

DIRITTI UMANI

Diritti dei lavoratori e delle comunità locali,  
Catena di fornitura e Security

SDGs: 4 - 8 - 10 - 16 - 17

INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS

Trasparenza e Lotta alla corruzione

SDGs: 10 - 16 - 17



#### PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE, MODELLO DI COOPERAZIONE

ACCESSO ALL'ENERGIA

SDGs: 7 - 9 - 10 - 17

SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO PRIVATE

Diversificazione economica, Educazione e Formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute

SDGs: 2 - 3 - 4 - 5 - 8 - 10 - 17

LOCAL CONTENT

SDGs: 4 - 8 - 9

(16) Conciliati secondo le linee guida dello standard GRI dell'Accountability AA (100) e dell'International Finance Corporation.



83942/625

Eni Attribuzione Finanziaria Gruppo Eni

## 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), che rappresentano lo standard di rendicontazione adottato, 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 2018 del Gruppo Eni. Tutti i dati si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate integralmente. Inoltre, per i dati sicurezza, ambiente, clima, segnalazioni, formazione anti corruzione e community investment è stata affiancata una vista addizionale in linea con altri documenti societari e in continuità con il passato. I dati sicurezza, ambiente e clima considerano le società significative dal punto di vista degli impatti HSE, con duplice vista: il dato delle sole società

consolidate integralmente come richiesto dal Decreto e il dato inclusivo delle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni<sup>47</sup>. L'obiettivo, oltre a dare continuità al passato in coerenza agli obiettivi prefissati, è rappresentare i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. I commenti ai dati sicurezza, ambiente e clima si riferiscono al perimetro inclusivo delle società su cui Eni ha il controllo delle operazioni. 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 2016-2018. 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.

## METODOLOGIA

### CAMBIAMENTO CLIMATICO



<b>EMISSIONI GHG</b>	Scope 1: i GHG comprendono le emissioni di CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> e N <sub>2</sub> O; il Global Warming Potential utilizzato è 25 per il CH <sub>4</sub> e 298 per il N <sub>2</sub> O. Nel corso del 2019 l'inventario Eni sarà certificato secondo ISAE 3000/3410. 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 indirette Scope 2 sono relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e comprendono i contributi di CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> e N <sub>2</sub> O.
<b>INTENSITÀ DI EMISSIONI</b>	Numeratore: emissioni di GHG dirette (Scope 1) e comprendono CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> e N <sub>2</sub> O. Denominatore: <ul style="list-style-type: none"> <li>• UPS: produzione forata di idrocarburi 300% operata</li> <li>• R&amp;M: quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati) dalle raffinerie di proprietà</li> <li>• EniPower: energia elettrica equivalente prodotta</li> </ul>
<b>EFFICIENZA OPERATIVA</b>	L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (scope 1 e scope 2) calcolate su base operata espresse in tonCO <sub>2</sub> eq) 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 (misurazione quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione).
<b>CONSUMI ENERGETICI</b>	Consumo di fonti primarie: somma dei consumi di fuel gas, gas naturale, gas di raffineria-in-processo, GPL, distillati leggeri/iberezione, 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 è irrilevante il consumo da pannelli fotovoltaici installati da Eni sui propri asset.
<b>INTENSITÀ ENERGETICA</b>	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 ai consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confronto negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per tali indici il numeratore rappresenta il consumo di fonti primarie e acquisti di energia elettrica e/o vapore.

### PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

<b>OCCUPAZIONE</b>	Eni si avvale di un numero elevato di contractisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti.
<b>RELAZIONI INDUSTRIALI</b>	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.
<b>ANZIANITÀ LAVORATIVA</b>	Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.
<b>ORE DI FORMAZIONE</b>	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.
<b>SENIOR MANAGER E MANAGER LOCALI ALL'ESTERO</b>	Rapporto tra numero di senior manager + manager locali (i dipendenti originali del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.

[47] Questa vista include le seguenti società non consolidate integralmente ritenute significative dal punto di vista degli impatti HSE: Mozambique Rovuma Venture SpA, Agiba Petroleum Co, Cardón N SA, Groupement Sonatrach-Agip, InAgip doo, Karachagana Petroleum Operating BV, Lic Westgasinvest, Melksham Oil & Gas BV, Petrocel Belajun Petroleum Co, United Gas Services Co, Virginia Indonesia Co LLC, Coscero Gas Livorno SpA, Petreven Sif, Servizio Fondo Bombale Verona SpA, Zsacconri SA, Technoga SA, Oleoduc du Rhone SA, UGO Eni-Nefco, Eni Gas Transport Services S-1, Vernalis Congo Sante, Versalis Kinyua Tickeret Limited Sykeid, Versalis Pacific (India) Private Limited, Società EniPower Ferrara Srl, EniProject Eges Ltd.

83942/626

ENI	METODOLOGIA
<b>SICUREZZA</b>	<p><b>TRIR</b>: 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.</p> <p><b>Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze</b>: indice di frequenza di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni 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.</p> <p><b>Near miss</b>: 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 rivelato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli o fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici ed organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si sono trasformati in danni o infortuni.</p> <p>I <b>pericoli principali</b> rilevati nel 2018 in Eni sono individuati nelle seguenti tipologie di attività:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• lavori in quota: espongono i lavoratori al rischio di cadute dall'alto, che in Eni si manifestano soprattutto per i lavori che richiedono l'utilizzo di un ponteggio o che prevedono il sollevamento di lavoratori tramite utilizzo di imbracatura di sicurezza (man rigging);</li> <li>• movimentazione dei carichi: espongono i lavoratori ad urti, schiacciamenti, cadute dall'alto o sullo stesso piano principalmente durante il sollevamento di materiale e lo spostamento sullo stesso piano di materiali di varia tipo.</li> </ul>
<b>SALUTE</b>	<p><b>Numero di denunce di malattie professionali presentate da eredi</b>: indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali.</p> <p><b>Casi registrabili di malattie professionali</b>: numero di denunce di malattie professionali.</p> <p><b>Tipologie principali di malattie</b>: (i) dovute ad esposizione ad agenti chimici: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue; (ii) dovute ad esposizione ad agenti biologici: malaria; (iii) dovute ad esposizione ad agenti fisici: ipocusie.</p>
 <b>AMBIENTE</b>	
<b>PRELIEVI IDRICI</b>	<p>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.</p>
<b>BIODIVERSITÀ</b>	<p><b>Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA)</b>: calcolato identificando le concessioni attive nazionali e internazionali, operate o in joint venture, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali (ultimo aggiornamento a giugno 2018) che si sovrappongono ad una o più aree protette o prioritarie per la biodiversità (dati messi a disposizione di Eni da "World Database on Protected Areas" ultimo aggiornamento a dicembre 2018, e "World Database of Key Biodiversity Areas" ultimo aggiornamento a giugno 2018, nel quadro dell'adesione Eni alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC) in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, scavi, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si sovrappongono ad aree protette e/o KBA.</p> <p><b>Numero di siti adiacenti ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA)</b>, concessioni per le quali l'analisi di sovrapposizione sopra descritta non ha confermato la presenza di siti operativi (sviluppo/produzione) sovrapposti ad aree protette o prioritarie per la biodiversità, rilevando il loro posizionamento al di fuori di tali aree.</p> <p>Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• è riconosciuta 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];</li> <li>• 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.</li> </ul>
<b>SPILL</b>	<p>Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo.</p>
<b>RIFIUTI</b>	<p><b>Rifiuti da attività produttive</b>: rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione.</p> <p><b>Rifiuti da attività di bonifica</b>: comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto.</p>
<b>TUTELA DELL'ARIA</b>	<p><b>NO<sub>x</sub></b>: emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Inclusive emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Compresa emissione di NO ed NO<sub>2</sub>, escluso N<sub>2</sub>O.</p> <p><b>SO<sub>x</sub></b>: emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> ed SO<sub>3</sub>.</p> <p><b>HMVOC</b>: emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano.</p> <p><b>PST</b>: emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.</p>
 <b>FORNITORI</b>	
<b>FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT</b>	<p>L'indicatore si riferisce ai processi gestiti da Eni SpA, Eni Ghana e Eni Pakistan; 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 (SABDDO); l'indicatore si riferisce a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accertate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) e ai fornitori locali di Eni Ghana e Eni Pakistan.</p>





83942/62e

Eni - Rendiconto Finanziario 2019

**KPI** **NECIBILITÀ**

**LOTTA ALLA CORRUZIONE**

**FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE** E-learning per figure manageriali; corsi on-line rivolti a figure manageriali.  
E-learning per altre risorse; corsi on-line rivolti a risorse non manageriali.  
Workshop generale: eventi formativi in aula rivolti al personale a rischio corruzione.  
Job specific training: eventi formativi in aula rivolti ad aree professionali a rischio corruzione.

**COMUNITÀ**

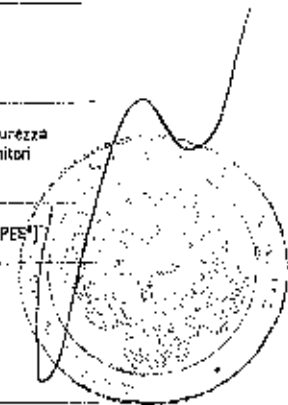
**SPESA VERSO FORNITORI LOCALI** L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2018 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati:  
1) "Metodo Equity" (Ghana): la quota 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% della spesa complessivo verso la JV);  
2) "Metodo Valuta locale" (Angola): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale;  
3) "Metodo delle registrazioni 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.  
La rosa dei Paesi ai quali si riferisce l'indicatore di spesa sarà ampliata a partire dal 2019.

**GRIEVANCE** Reclami o lamentele sollevati da un individuo o un gruppo di individui - relativi a impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'azienda.

*[Handwritten notes and arrows pointing to the 'COMUNITÀ' and 'GRIEVANCE' sections]*

Tabella di correlazione tra temi materiali di sostenibilità per Eni e gli standard GRI

TEMA MATERIALE DI SOSTENIBILITÀ	STANDARD	PERIMETRO INTERNO	PERIMETRO ESTERNO E IMPIAZZAZIONI	
<b>PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE</b>	Contesto al cambiamento climatico Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Bio-carburanti e Chimica verde	GRI 201 Economic Performance GRI 305 Emissions	✓ Fornitori e clienti (RNEF <sup>1</sup> , RNEC <sup>2</sup> )	
	Innovazione tecnologica	GRI 302 Energy	✓	
	<b>PARADIGMA</b> Occupazione, Diversità e inclusione Formazione Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	GRI 202 Market presence GRI 401 Employment GRI 403 Occupational H&S GRI 404 Training and Education GRI 405 Diversity of governance bodies and employees	✓	
<b>MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA</b>	<b>Sicurezza</b> Sicurezza delle persone e asset Integrity	GRI 403 Occupational H&S	✓ Fornitori	
	Riduzione degli impatti ambientali Risorsa idrica Biodiversità Oil spill	GRI 303 Water GRI 304 Biodiversity GRI 306 Effluents and Waste GRI 307 Environmental compliance	✓	
	<b>Diretti umani</b> Diritti dei lavoratori e della comunità locali Catena di fornitura Security	GRI 406 Non-Discrimination GRI 410 Security Practices GRI 412 Human Rights Assessment GRI 414 Supplier Social Assessment	✓	Forze di sicurezza locali e Fornitori (RNEF <sup>1</sup> )
<b>PROMUZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE</b>	Integrità nella gestione del business Trasparenza e lotta alla corruzione	GRI 203 Anti-corruption	✓ Fornitori (RPEF <sup>3</sup> )	
	Accesso all'energia, Sviluppo locale attraverso Partnership pubblico-private Diversificazione economica Educazione e formazione Accesso all'acqua e all'igiene Salute	GRI 203 Indirect Economic Impact GRI 413 Local Communities	✓	
	Local content	GRI 204 Procurement Practices	✓ Fornitori (RNEF <sup>1</sup> )	



[1] RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.  
[2] RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti.  
[3] RPEF = Rendicontazione parzialmente estesa ai fornitori.

*[Handwritten signature]*



83942/628

## GRI Content Index

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E NUMERO DI PAGINA
<b>Profilo dell'Organizzazione</b>		
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 1
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 3
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2018, retro cover
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 3
102-5	Aspetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2018, retro cover <a href="https://www.eni.com/it/azienda/governance/azionisti.page">https://www.eni.com/it/azienda/governance/azionisti.page</a>
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 3
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 12-13 DNF, pag. 120; 131
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pag. 120; 131
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 126
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 152-155; 367
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 20-23
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 15
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 15
<b>Strategia</b>		
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 7-11
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 20-23; 95-108
<b>Etica e Integrità</b>		
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 2; 4-5; 29 DNF, pag. 112
<b>Governance</b>		
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 24-29
<b>Coinvolgimento degli stakeholder</b>		
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 14-15
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pag. 120; 131
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 14-15
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 34-35
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 14-15
<b>Pratiche di reporting</b>		
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 344-367 DNF, pag. 131
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pag. 130; 133
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pag. 130; 133
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pag. 117; 124; 131
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pag. 130; 133
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 131
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	<a href="https://www.eni.com/it/documentazione.page">https://www.eni.com/it/documentazione.page</a>
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 131
102-53	Contatti per DNF	<a href="https://www.eni.com/it/sostenibilita/contacti-sostenibilita.page">https://www.eni.com/it/sostenibilita/contacti-sostenibilita.page</a>
102-54 / 102-55	Sceita dall'opzione in accordance e Content index	DNF, pag. 131; 134-136
102-56	Attestazione esterna	DNF, pag. 137-139

83942/629

Relazione Finanziaria Annuale 2018

## Specific Standard disclosures

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSIO
<b>CATEGORIA: PERFORMANCE ECONOMICA</b>			
	<b>Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-114; 130; 133</b>	
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 22-23; 104-109; DNF, pag. 114-117	
	<b>Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 118-120; 130-131; 133</b>	
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pag. 119-120; 131	
	<b>Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 126-130; 133</b>	
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pag. 129	
	<b>Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 126-130; 133</b>	
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pag. 128-129; 133	
	<b>Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 127-130; 133</b>	
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pag. 127-128; 133	
<b>CATEGORIA: PERFORMANCE AMBIENTALE</b>			
	<b>Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 114-117; 130-131; 133</b>	
302-3	Intensità energetica	DNF, pag. 116-117; 131	
	<b>Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 122-124; 130; 132-133</b>	
303-1	Prelievi idrici	DNF, pag. 123-124; 132	
	<b>Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 122-124; 130; 132-133</b>	
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pag. 123; 132	La disclosure sulla biodiversità è limitata alla sola linea di business upstream.
	<b>Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 114-117; 130-131; 133</b>	
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pag. 116-117; 131	
305-4	Intensità emissiva	DNF, pag. 116-117; 131	
	<b>Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 122-124; 130; 132-133</b>	
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pag. 123-124; 132	
306-3	Sversamenti significativi	DNF, pag. 123-124; 132	
	<b>Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 122-124; 130; 133</b>	
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2018, pag. 211-215	
<b>CATEGORIA: PERFORMANCE SOCIALE</b>			
	<b>Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 118-120; 130-131; 133</b>	
402-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pag. 119-120; 131	
	<b>Sicurezza e salute 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)</b>	<b>DNF, pag. 112-113; 118-121; 130; 132-133</b>	
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pag. 121; 132	
403-10	Malattie professionali	DNF, pag. 119-120; 132	



me

83942/630

INCHIUSURE	DESCRIZIONE DELL'INCHIUSURA	SEZIONE ED NUMERO DI PAGINA	COMMISSIONE
<b>Formazione e Istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>			
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pag. 119-120; 131	
<b>Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>			
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pag. 119-120	
<b>Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>			
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pag. 125-126	
<b>Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>			
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pag. 125-126	
<b>Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>			
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pag. 125-126	
<b>Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>			
413-1	Attività di coinvolgimento della comunità locale	DNF, pag. 128-129	
<b>Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>			
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pag. 126; 132	
<b>CATEGORIA: INNOVAZIONE TECNOLOGICA</b>			
<b>Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>			
		DNF, pag. 112-117; 130; 133	



Building a better  
working world

EY S.p.A.  
Via Po, 32  
00198 Roma

Tel: +39 06 324751  
Fax: +39 06 32475504  
ey.it

83942/632

## Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016 n. 254 e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267 18 gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione della  
Eni S.p.A.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267 del 18 gennaio 2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni S.p.A. e sue controllate (di seguito "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 predisposta ex articolo 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 14 marzo 2019 (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 ai "Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards" definiti dal GRI - *Global Reporting Initiative* (di seguito "GRI Standards"), da essi individuato 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.

### 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.

EY S.p.A.  
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma  
Cedite Sociale: Fara 2, 625, 00300 Ivrea  
iscritta alle S.O. del Registro delle Imprese presso il C.C.I.A.A. di Roma  
Codice Fiscale e numero di iscrizione: 00434000581 - numero S.P.A. 240504  
RINA 0089123 1003

iscritta al Registro Revisioni Legati al n. 70945 Pubblicato sulle G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998  
iscritta all'Albo Nazionale della Società di Revisione  
Consiglio di Amministrazione n. 10421 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Building Better  
Working Smarter

83942/63Z

## 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.

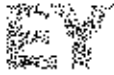
In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

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'articolo 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 al 31 dicembre 2018;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
  - o modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'articolo 3 del Decreto;
  - o politiche praticate dal Gruppo connesse ai temi indicati nell'articolo 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
  - o principali rischi generati o subiti connessi ai temi indicati nell'articolo 3 del Decreto.

Relativamente a tali aspetti sono stati inoltre effettuati i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e sono state effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lettera 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 S.p.A. e con il personale della Vår Energi AS (già Eni Norge AS), Eni Ghana Exploration and Production Ltd e Versalis S.p.A. ed abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta,



Unifying ambition  
improving world

83942/633

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 gruppo
  - 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 sia limitate verifiche per accertare, su base campionaria, la corretta aggregazione dei dati.
- per la Eni S.p.A. (sito produttivo di Torrente Tona del Distretto Centro Settentrionale - DICS e raffineria di Taranto), la Versalis S.p.A. (sito produttivo di Priolo), la Vår Energi AS (sito produttivo di Gøstøl offshore), la Eni Ghana Exploration and Production Ltd (sito produttivo di John Agyekum Kufur offshore), 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 documentati 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 2018 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.

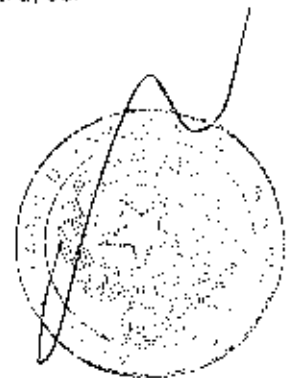
## Altri aspetti

Con riferimento all'esercizio chiuso il 31 dicembre 2016, il Gruppo ha predisposto il documento "Eni for", i cui dati sono utilizzati a fini comparativi all'interno della DNF. Detto documento è stato sottoposto in via volontaria ad un esame limitato in conformità all'ISAE 3000 da parte nostra, sul quale abbiamo espresso delle conclusioni senza rilievi.

Roma, 5 aprile 2019

EY S.p.A.

  
Riccardo Rossi  
(Socio)









83942/636

## 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 2018 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 55 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 2018 le prescrizioni regolamentari

dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd ed Eni Ghana Exploration and Production Ltd;

- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

### Sedi secondarie

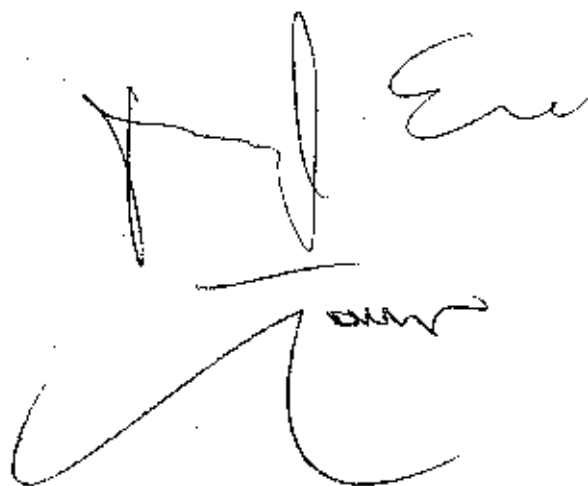
In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

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

San Donato Milanese (MI) - Piazza Varoni, 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.







## GLOSSARIO

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo [eni.com](http://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 o gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00647.
- | **Conversione** Processi di raffineria 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 raffineria, 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 raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria 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<sub>x</sub> (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO<sub>2</sub>, mentre sono escluse le emissioni di N<sub>2</sub>O.
- | **Emissioni di SO<sub>x</sub> (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> ed SO<sub>3</sub>. 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 H<sub>2</sub>S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.
- | **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.
- | **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono: anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) ed esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa.

- Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta. Le emissioni di GHG sono riportate in CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2</sub>eq), unità di misura che esprime l'impatto sul riscaldamento globale dato da una certa quantità di gas serra, rispetto alla stessa quantità del principale gas climalterante, l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>). Le emissioni Eni sono riportate in CO<sub>2</sub>eq in quanto comprendono, oltre all'anidride carbonica, altri gas climalteranti quali il metano (CH<sub>4</sub>) ed il protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), rispettivamente caratterizzati da un fattore di conversione pari a 25 e 298 (fonte IPCC).
- | **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.
- | **EPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- | **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.
- | **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 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.
- | **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 o 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'investazione 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 Contraffittista (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

*me*



83942 / 636

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 ritoko 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 ritira, 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 corrisposta.
- | **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.
- | **Valta 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	mgl	migliaia
bbl	barili	mlrd	miliardi
bbl/g	barili/giorno	mln	milioni
boe	barili di petrolio equivalente	n.	numero
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno	NGL	Natural Gas Liquids
/g	giorno	PCA	Production Concession Agreement
GNL	Gas Naturale Liquefatto	ppm	parti per milione
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto	PSA	Production Sharing Agreement
GWh	Gigawattora	tep	tonnellate di petrolio equivalente
km	chilometri	ton	tonnellate
mc	metri cubi	TWh	Terawattora