

83 192 177

## 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 2017 del Gruppo Eni. Gli indicatori di prestazione utilizzati sono quelli previsti dai GRI Standards e sono rappresentativi dei diversi ambiti del Decreto, nonché coerenti con l'attività svolta e gli impatti prodotti da Eni.

Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono raccolti su base annuale e si riferiscono al periodo 2015-2017 e riguardano Eni SpA e le società consolidate.

La rilevazione delle informazioni e dei dati è strutturata in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni. Tutti i dati si riferiscono alle sole imprese consolidate con il metodo integrale. I dati sulle segnalazioni, formazione anti corruzione e community investment

sono rappresentati per le sole società consolidate integralmente. A tale rappresentazione è stata affiancata una vista addizionale in linea con altri documenti societari e in continuità con il passato. I dati sicurezza, ambiente e cambiamento climatico riguardano le società significative dal punto di vista degli impatti HSE. Per tali dati è stata data una duplice rappresentazione: è riportato il dato delle sole società consolidate integralmente come richiesto dal decreto e anche il dato inclusivo delle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni. L'obiettivo è dare continuità a quanto pubblicato in passato, coerenza agli obiettivi che l'azienda si è posta, e rappresentare i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione.

I dati relativi al solo perimetro consolidato integralmente sono esposti per la prima volta ai fini della presente DNF e in adempimento a quanto richiesto dal Decreto. Alcuni dati relativi al perimetro complessivo delle società operate sono stati riesposti rispetto a quanto pubblicato nel documento volontario "Eni for 2016".

### KPI GRI

### METODOLOGIA



### CAMBIAMENTO CLIMATICO

<b>EMISSIONI GHG</b>	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 l'N <sub>2</sub> O. Inventario Eni sarà certificato secondo ISAE3000/3410. I fattori di emissione utilizzati per i calcoli sono, laddove possibile, sito specifici o, in alternativa, ricavati dalla letteratura internazionale disponibile.
<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.
<b>CONSUMI ENERGETICI</b>	Consumo di fonti primarie: somma dei consumi di fuel gas, gas naturale, gas di raffineria/processo, GPL, distillati leggeri/benzine, gasolio, kerosene, olio combustibile, FOK e coke da FCC. Energia primaria acquistata da altre società: somma degli acquisti di energia elettrica, calore e vapore da terzi. Il consumo da fonti rinnovabili dipende dal mix elettrico nazionale perché attualmente 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 a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per 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 contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti.
<b>SENIOR MANAGER E MANAGER LOCALI ALL'ESTERO</b>	Rapporto tra numero di senior manager + manager locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
<b>TASSO DI ASSENTEISMO</b>	Rapporto tra il numero di ore di assenza/n. ore lavorabili x 100 dei dipendenti a ruolo nel periodo considerato. KPI solo per Italia e per la sola popolazione non dirigenziale.
<b>SALUTE E SICUREZZA</b>	<p><b>LTIF:</b> indice di frequenza infortuni ossia numero di infortuni avvenuti ogni milione di ore lavorate. Numeratore: somma degli infortuni sul lavoro con giorni di assenza verificatisi nel periodo<sup>(a)</sup>; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo; risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.</p> <p><b>TRIR:</b> indice di frequenza 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 gravità Infortuni:</b> ossia giorni di assenza per infortuni sul lavoro avvenuti ogni migliaia di ore lavorate. Numeratore: giorni di assenza dal lavoro nel periodo<sup>(a)</sup> per infortuni (calcolati come giorni di calendario a partire dal giorno successivo all'accadimento); denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.</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 rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni.</p> <p><b>OIFR (Occupational Illness Frequency Rate):</b> indice di frequenza delle malattie professionali dei dipendenti denunciate - rapporto tra il numero delle denunce di malattia professionale dei dipendenti nel periodo contabile di riferimento e le ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.</p>

83192/718

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

KPI GRI METODOLOGIA

 AMBIENTE

<b>PRELIEVI IDRICI</b>	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.
<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>NMVOC</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>

 FORNITORI

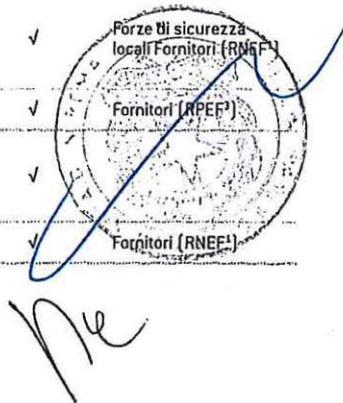
<b>FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT</b>	L'indicatore si riferisce solo ai processi gestiti da Eni SpA; rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence, sottoposti ad un processo di qualifica, oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE, compliance o comportamento commerciale, oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (SAB000); l'indicatore si riferisce a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (i.e. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali).
--	---

(a) Ad esclusione degli infortuni in itinere.

Tabella di correlazione tra temi materiali di sostenibilità per Eni e gli standard GRI

	TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ	GRI STANDARDS	PERIMETRO INTERNO	PERIMETRO ESTERNO ELIMITAZIONI
PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	Contrasto al cambiamento climatico	GRI 201 Economic Performance GRI 305 Emissions	✓	Fornitori e clienti (RNEF <sup>1</sup> ; RNEC <sup>2</sup> )
		GRI 302 Energy	✓	
	Innovazione tecnologica	-	✓	
MODELLO OPERATIVO	Occupazione e pari opportunità	GRI 401 Employment GRI 404 Training and Education GRI 405 Diversity of governance bodies and employees GRI 202: Market presence	✓	
	Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	GRI 403 Occupational H&S	✓	
	Sicurezza delle persone e asset Integrity	GRI 403 Occupational H&S	✓	Fornitori
	Economia circolare e rifiuti	GRI 306 Effluents and Waste	✓	
		GRI 303 Water	✓	
	Riduzione degli impatti ambientali	GRI 306 Effluents and Waste	✓	
		GRI 304 Biodiversity	✓	
		GRI 307: Environmental compliance	✓	
	Diritti umani	GRI 412 Human Rights Assessment GRI 410 Security Practices GRI 406 Non-Discrimination GRI 414 Supplier Social Assessment	✓	Forze di sicurezza locali Fornitori (RNEF <sup>1</sup> ) Fornitori (RPEF <sup>3</sup> )
	Integrità nella gestione del business	GRI 205 Anti-corruption	✓	Fornitori (RNEF <sup>1</sup> )
MODELLO DI COOPERAZIONE	Accesso all'energia, diversificazione economica e sviluppo locale	GRI 203 Indirect Economic Impacts GRI 413 Local Communities	✓	Fornitori (RNEF <sup>1</sup> )
	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.



83192/719

## GRI Content Index

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA
<b>Profilo dell'Organizzazione</b>		
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 1
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 4-5
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, retro cover
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 4-5
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, retro cover <a href="https://www.eni.com/it_IT/azienda/governance/azionisti.page">https://www.eni.com/it_IT/azienda/governance/azionisti.page</a>
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 4-5
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 12-13
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pag. 114-115
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 119
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 142-144; 366
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 24-27
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 17
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali o internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 16-17
<b>Strategia</b>		
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 6-9
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 24-27; 92-104
<b>Etica e Integrità</b>		
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 18-19; 31 DNF, pag. 108
<b>Governance</b>		
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 28-31
<b>Coinvolgimento degli stakeholder</b>		
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pag. 113-115
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
<b>Pratiche di reporting</b>		
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 342-366 DNF, pag. 122-123
102-46	Definizione dei contenuti	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15 DNF, pag. 123
102-47	Aspetti materiali identificati	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15 DNF, pag. 123
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pag. 122
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pag. 122
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 122
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	Prima DNF ai sensi del D.Lgs. 254/2016 Eni for: <a href="https://www.eni.com/it_IT/documentazione.page?categoryCode=sustainability">https://www.eni.com/it_IT/documentazione.page?categoryCode=sustainability</a>
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 122
102-53	Contatti per DNF	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 1
102-54/102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pag. 122-125
102-56	Attestazione esterna	DNF, pag. 126
<b>Approccio di Gestione</b>		
103-1	Spiegazione, perimetro e impatti dell'aspetto materiale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-19
103-2	Modalità di gestione aziendale del tema materiale	DNF, pag. 122-123
103-3	Valutazione della gestione del tema	DNF, pag. 122-123

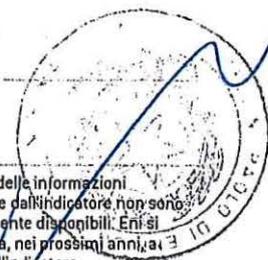
83192/720

## Specific standard disclosures

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
<b>CATEGORIA: PERFORMANCE ECONOMICA</b>			
	Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 109-112; 123	
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 26-27; 100-104 DNF, pag. 109-112	
	Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 113-115; 123	
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pag. 115	
	Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 121; 123	
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pag. 121	
	Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 121; 123	
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pag. 121	Informazioni richieste dall'indicatore non attualmente disponibili; in elaborazione una metodologia per coprire l'indicatore nei prossimi anni.
	Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 120; 123	
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pag. 120	
<b>CATEGORIA: PERFORMANCE AMBIENTALE</b>			
	Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 109-112; 123	
302-3	Intensità energetica	DNF, pag. 111-112; 122	
	Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 116-117; 123	
303-1	Prelievi idrici	DNF, pag. 116-117	
	Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 116-117; 123	
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pag. 116-117	Alcune informazioni qualitative e quantitative richieste dall'indicatore non sono attualmente disponibili; Eni si impegna, nei prossimi anni, a coprire l'indicatore.
	Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 109-112; 123	
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pag. 109-112; 122	
305-4	Intensità emissiva	DNF, pag. 109-112; 122	
	Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 116-117; 123	
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pag. 116-117	
	Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 116-117; 123	
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 205-208	
<b>CATEGORIA: PERFORMANCE SOCIALE</b>			
	Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 113-115; 123	
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pag. 113-115	
	Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 113-115; 123	
403-2	Assenteismo, Indici infortunistici e di malattia	DNF, pag. 113-115; 122	Alcune delle informazioni richieste dall'indicatore non sono attualmente disponibili; Eni si impegna, nei prossimi anni, a coprire l'indicatore.
	Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	DNF, pag. 113-115; 123	
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pag. 113-115	

ENI RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE 2017

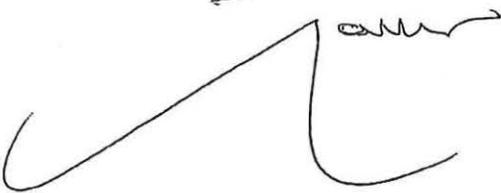
2



Me

83192 (721)

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
<b>Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b> DNF, pag. 113-115; 123			
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pag. 113-115	
<b>Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b> DNF, pag. 118-119; 123			
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pag. 118-119	
<b>Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b> DNF, pag. 118-119; 123			
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pag. 118-119	
<b>Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b> DNF, pag. 118-119; 123			
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pag. 118-119	
<b>Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b> DNF, pag. 121; 123			
413-1	Attività di coinvolgimento della comunità locale	DNF, pag. 121	
<b>Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b> DNF, pag. 119; 123			
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pag. 119	
<b>CATEGORIA: INNOVAZIONE TECNOLOGICA</b>			
<b>Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)</b>		<b>DNF, pag. 109-112; 123</b>	



83 192/723

## 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 dell'impresa rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario incluse nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2017;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
  - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
  - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
  - principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, 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 Eni Congo SA, Eni Muara Bakau BV, Syndial S.p.A. 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, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

Mazzoni

Mazzoni

Mazzoni

m

83192 / 724

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, a 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. (raffineria di Porto Marghera), la Versalis S.p.A. e la Syndial S.p.A. (sito produttivo di Porto Marghera), la Eni Congo SA (sito produttivo di Litchendjili Onshore) e la Eni Muara Bakau BV (sito produttivo di Jangkrik 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 ed abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

*[Handwritten signature]*

### 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 2017 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 agli esercizi chiusi il 31 dicembre 2015 e 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.

*[Handwritten signature]*

Roma, 6 aprile 2018

EY S.p.A.

*[Signature]*  
Riccardo Rossi  
(Socio)

*[Large handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Circular stamp]*

*[Handwritten mark]*

83 192 / 725

## ALTRE INFORMAZIONI

### Procedimento Consob Saipem

Così come comunicato da Saipem in data 5 marzo 2018, la Consob con propria delibera n.20324 ha accertato la "non conformità del bilancio consolidato e di esercizio 2016 di Saipem alle norme che ne disciplinano la predisposizione". Nel bilancio consolidato, e per quanto di competenza nel bilancio di esercizio 2016, Saipem ha rilevato rettifiche ai propri valori di libro relativi ad immobilizzazioni e crediti rispettivamente per €2.118 e €171 milioni. In particolare la Commissione ritiene che alcune di queste svalutazioni relative ad immobili, impianti e macchinari per €1,3 miliardi, a magazzini ed imposte differite attive per €0,1 miliardi e quindi per un ammontare complessivo pari a circa €1,4 miliardi avrebbero dovuto, almeno in parte, essere rilevate per competenza economica nell'esercizio al 31 dicembre 2015. La Commissione inoltre ha ritenuto non conforme ai principi contabili alcuni aspetti della metodologia adottata da Saipem per determinare il tasso di attualizzazione dei flussi ai fini dell'impairment test ed in particolare l'utilizzo di un unico tasso per tutte le business unit, senza distinguere fra i differenti profili di rischio che ad avviso della Commissione caratterizzano le attività. Con lo stesso comunicato stampa, premettendo di non condividere il giudizio di non conformità espresso dalla Commissione, Saipem ha preannunciato la pubblicazione di una situazione economica - patrimoniale proforma consolidata al 31 dicembre 2016 corredata dei dati comparativi che tenga conto dei rilievi formulati dalla Commissione. In data 6 marzo 2018 Saipem ha comunicato che il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di impugnare la predetta delibera Consob nelle competenti sedi giudiziarie.

Come è noto ed ampiamente descritto nella Relazione sulla gestione e nelle pertinenti note al relativo bilancio consolidato 2015, il 27 ottobre 2015 Eni ha sottoscritto un accordo con il Fondo Strategico Italiano SpA "FSI" (ora CDP Equity SpA) per la cessione del 12,503% del capitale di Saipem e la costituzione di un patto parasociale che ha comportato la perdita del controllo esclusivo di Eni su Saipem e la realizzazione di una situazione di controllo congiunto. Pertanto, alla data di efficacia di tali accordi (22 gennaio 2016), il gruppo Saipem è stato deconsolidato e la partecipazione residua è stata rilevata secondo l'equity method. In relazione a ciò a far data dal 1° novembre 2015 Saipem venne considerata quale discontinued operations e pertanto classificata e valutata secondo le disposizioni dell'IFRS 5, che prevedono, oltre alla sospensione degli ammortamenti, la valutazione del gruppo in dismissione, al minore tra il valore di iscrizione e il fair value rappresentato, nel caso di specie, dal prezzo di borsa, avuto riguardo alla circostanza che la recuperabilità del gruppo in dismissione avviene attraverso la vendita e non tramite l'uso. Quando fu attivata la classificazione come discontinued operations il 1° novembre 2015 in relazione all'accordo preliminare con FSI, il titolo Saipem aveva un valore di borsa superiore al valore dell'attività nete di Saipem in dismissione.

Nel bilancio al 31 dicembre 2015, per effetto della flessione delle quotazioni, l'interessenza in Saipem fu una prima volta allineata alla

capitalizzazione di borsa con la rilevazione di una svalutazione di €393 milioni (€173 milioni di pertinenza Eni). Il 22 gennaio 2016 data di efficacia della cessione della partecipazione e della costituzione del sindacato di voto, cessò il controllo esclusivo sostituito da quello congiunto. In conformità a quanto previsto dall'IFRS 10, in occasione del cambio del tipo di controllo, la partecipazione residua fu allineata una seconda volta ai corsi di borsa rilevando una minusvalenza di €441 milioni, e da quel momento contabilizzata secondo l'equity method. Al 30 giugno 2016 il valore di libro della partecipazione era significativamente inferiore al patrimonio netto contabile, per riallinearsi invece al 31 dicembre 2016. Conclusivamente, ferma restando la necessità di monitorare l'evoluzione del contenzioso avviato da Saipem, va rilevato il fatto che le valutazioni di bilancio operate da Eni sono state rilevate nei rilevanti closing period facendo riferimento prevalentemente al fair value espresso dalle quotazioni di borsa<sup>1</sup>.

### 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 2017 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 56 giorni.

**Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob** (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2017 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Norge AS, 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 Vanoni, 1.

### Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

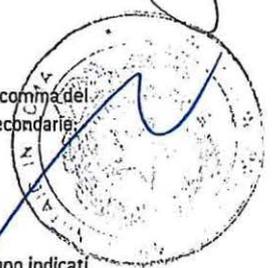
I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

(1) Ai fini della redazione del bilancio di Eni SpA la partecipazione in Saipem è rilevata secondo il criterio del costo e sia al 31 dicembre 2015 sia alla data della perdita del controllo presentava un valore di iscrizione inferiore rispetto al valore di mercato.

De

Pursant

me



83192/126

Eni Refining &amp; Petrochemicals Annual Report 2017

# GLOSSARIO

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

- | **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- | **Boe** (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00647.
- | **Conversione** Processi di raffinazione 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 raffinazione, 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 raffinazione"; più esso è elevato, più la raffinazione 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), per fluorocarburi (PFC) e 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.
- | **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- | **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- | **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 a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- | **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- | **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE, caratterizzata dall'instestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la pro-

De

83192/724

duzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

- | **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- | **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- | **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di

confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

- | **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- | **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- | **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- | **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- | **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

## Abbreviazioni

/a	anno
bbi	barili
bbi/g	barili/giorno
boe	barili di petrolio equivalente
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno
/g	giorno
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GWh	Gigawattora
km	chilometri
mc	metri cubi

mgl	migliaia
mld	millardi
mln	milioni
n.	numero
NGL	Natural Gas Liquids
PCA	Production Concession Agreement
ppm	parti per milione
PSA	Production Sharing Agreement
tep	tonnellate di petrolio equivalente
ton	tonnellate
TWh	Terawattora

Moscow Ev

Moscow Ev

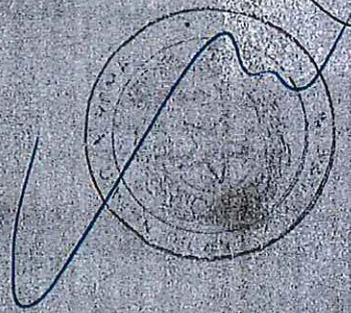
✓

83192 | #28

BILANCIO CONSOLIDATO  
2017

*Murphy*

*108*



*ne*

83 192 / 29

BILANCIO CONSOLIDATO 2017 | SCHEMI

## STATO PATRIMONIALE

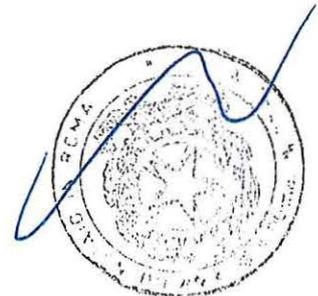
(€ milioni)	Note	31.12.2017		31.12.2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>ATTIVITÀ</b>					
<b>Attività correnti</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	7.363		5.674	
Attività finanziarie destinate al trading	(9)	6.012		6.166	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(10)	207		238	
Crediti commerciali e altri crediti	(11)	15.737	907	17.593	1.100
Rimanenze	(12)	4.621		4.637	
Attività per imposte sul reddito correnti	(13)	191		383	
Attività per altre imposte correnti	(14)	729		689	
Altre attività correnti	(15) (34)	1.573	30	2.591	57
		<b>36.433</b>		<b>37.971</b>	
<b>Attività non correnti</b>					
Immobili, impianti e macchinari	(16)	63.158		70.793	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(17)	1.283		1.184	
Attività immateriali	(18)	2.925		3.269	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(20)	3.511		4.040	
Altre partecipazioni	(20)	219		276	
Altre attività finanziarie	(21)	1.675	1.214	1.860	1.349
Attività per imposte anticipate	(22)	4.078		3.790	
Altre attività non correnti	(23) (34)	1.323	46	1.348	13
		<b>78.172</b>		<b>86.560</b>	
Attività destinate alla vendita	(35)	323		14	
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>114.928</b>		<b>124.545</b>	
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>Passività correnti</b>					
Passività finanziarie a breve termine	(24)	2.242	164	3.396	191
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(29)	2.286		3.279	
Debiti commerciali e altri debiti	(25)	16.748	2.808	16.703	2.289
Passività per imposte sul reddito correnti	(26)	472		426	
Passività per altre imposte correnti	(27)	1.472		1.293	
Altre passività correnti	(28) (34)	1.515	60	2.599	88
		<b>24.735</b>		<b>27.696</b>	
<b>Passività non correnti</b>					
Passività finanziarie a lungo termine	(29)	20.179		20.564	
Fondi per rischi e oneri	(30)	13.447		13.896	
Fondi per benefici ai dipendenti	(31)	1.022		868	
Passività per imposte differite	(32)	5.900		6.667	
Altre passività non correnti	(33) (34)	1.479	23	1.768	23
		<b>42.027</b>		<b>43.763</b>	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(35)	87			
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>66.849</b>		<b>71.459</b>	
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
Interessenze di terzi	(36)	49		49	
<b>Patrimonio netto di Eni:</b>					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		183		189	
Altre riserve		42.490		52.329	
Azioni proprie		(581)		(581)	
Acconto sul dividendo		(1.441)		(1,441)	
Utile (perdita) dell'esercizio		3.374		(1,464)	
<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>		<b>48.030</b>		<b>53.037</b>	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>48.079</b>		<b>53.086</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>114.928</b>		<b>124.545</b>	

83192 (€30)

## CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2017		2016		2015	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>RICAVI</b>	<b>(39)</b>						
Ricavi della gestione caratteristica		66.919	1.567	55.762	1.238	72.286	1.342
Altri ricavi e proventi		4.058	41	931	74	1.252	69
<b>Totale ricavi</b>		<b>70.977</b>		<b>56.693</b>		<b>73.538</b>	
<b>COSTI</b>	<b>(40)</b>						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(52.461)	(9.164)	(44.124)	(8.212)	(56.848)	(6.882)
Costo lavoro		(2.951)	(34)	(2.994)	(24)	(3.119)	(55)
Altri proventi (oneri) operativi		(32)	331	16	247	(485)	96
Ammortamenti		(7.483)		(7.559)		(8.940)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette		225		475		(6.534)	
Radiazioni		(263)		(350)		(688)	
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>		<b>8.012</b>		<b>2.157</b>		<b>(3.076)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>	<b>(41)</b>						
Proventi finanziari		3.924	191	5.850	157	8.635	83
Oneri finanziari		(5.886)	(4)	(6.232)	(145)	(10.104)	(50)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(111)		(21)		3	
Strumenti finanziari derivati		837		(482)	27	160	
		(1.236)		(885)		(1.306)	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>	<b>(42)</b>						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(267)		(326)		(471)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		335		(54)		576	
		68		(380)		105	
<b>UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE</b>		<b>6.844</b>		<b>892</b>		<b>(4.277)</b>	
Imposte sul reddito	(43)	(3.467)		(1.936)		(3.122)	
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		3.377		(1.044)		(7.399)	
Utile (perdita) dell'esercizio - Discontinued operations				(413)		(1.974)	142
<b>UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO</b>		<b>3.377</b>		<b>(1.457)</b>		<b>(9.373)</b>	
<b>Di competenza Eni:</b>							
- continuing operations		3.374		(1.051)		(7.952)	
- discontinued operations				(413)		(826)	
		3.374		(1.464)		(8.778)	
<b>Interessenze di terzi:</b>	<b>(36)</b>						
- continuing operations		3		?		553	
- discontinued operations						(1.148)	
		3		?		(595)	
<b>Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)</b>	<b>(44)</b>						
- semplice		0,94		(0,41)		(2,44)	
- diluito		0,94		(0,41)		(2,44)	
<b>Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations (ammontari in € per azione)</b>	<b>(44)</b>						
- semplice		0,94		(0,29)		(2,21)	
- diluito		0,94		(0,29)		(2,21)	

Mocap / Am



83192/731

## PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2017	2016	2015
<b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>		<b>3.377</b>	<b>(1.457)</b>	<b>(9.373)</b>
<b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(36)	(33)	16	36
Effetto fiscale	(36)	29	(35)	(21)
		(4)	(19)	15
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(5.573)	1.198	4.837
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(36)	(5)	(4)	(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(36)	(6)	883	(256)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)	69	32	(9)
Effetto fiscale	(36)	1	(220)	66
		(5.514)	1.889	4.634
<b>Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>		<b>(5.518)</b>	<b>1.870</b>	<b>4.649</b>
<b>Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>		<b>(2.141)</b>	<b>413</b>	<b>(4.724)</b>
<b>Di competenza Eni:</b>				
- continuing operations		(2.144)	819	(3.416)
- discontinued operations			(413)	(779)
		(2.144)	406	(4.195)
<b>Interessenze di terzi:</b>				
- continuing operations		3	7	554
- discontinued operations				(1.083)
		3	7	(529)

Mosayf E

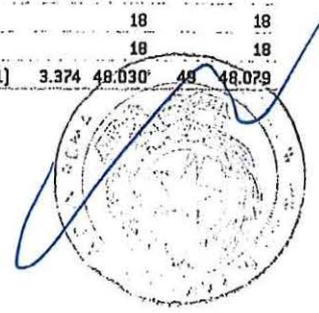
83192/732

Eni - Relazione Finanziaria Annuale 2017

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

€ milioni	Note	Patrimonio netto di Eni														
		Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2016	(36)	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086
Utile dell'esercizio													3.374	3	3.377	
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(36)						(4)						(4)		(4)	
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(36)						2	(5.575)					(5.573)		(5.573)	
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(36)					(4)							(4)		(4)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(36)				(6)								(6)		(6)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)						69						69		69	
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				(6)	(4)	2	69	(5.575)					(5.514)	3	(5.514)	
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2016 di €0,40 per azione)	(36)										1.441	(2.881)	(1.440)		(1.440)	
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)	(36)										(1.441)		(1.441)		(1.441)	
Attribuzione del dividendo di altre società														(3)	(3)	
Destinazione perdita residua 2016										(4.345)		4.345				
Altri movimenti di patrimonio netto																
Altre variazioni								74			(56)		18		18	
Saldi al 31 dicembre 2017	(36)	4.005	959	581	183		(114)	280	4.818	(581)	35.966	(1.441)	3.374	48.030	49	48.079

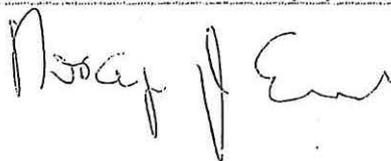
Morandi



83192/733

## segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni															
		Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2015	(36)	4.005	959	581	(474)	8	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	20	55.493	1.916	57.409
Utile (perdita) dell'esercizio													(1.464)	(1.464)		7	(1.457)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo																	
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>																	
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(36)						(19)							(19)			(19)
							(19)							(19)			(19)
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>																	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(36)						8	1.190						1.198			1.198
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(36)					(4)								(4)			(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(36)				663									663			663
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)						32							32			32
					663	(4)	8	32	1.190					1.889			1.889
<b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>					663	(4)	(11)	32	1.190			(1.464)		406		7	413
<b>Operazioni con gli azionisti</b>																	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2015 di €0,40 per azione)	(36)									(1.028)	1.440	(1.852)		(1.440)			(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)	(36)									(1.441)				(1.441)			(1.441)
Attribuzione del dividendo di altre società																(4)	(4)
Destinazione perdita residua 2015										(10.630)		10.630					
										(11.658)	(1)	8.778		(2.881)	(4)		(2.885)
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>																	
Esclusione dall'area di consolidamento del gruppo Saipem per cessione del controllo																(1.872)	(1.872)
Rigiro effetti relativi alle discontinued operations										(8)			(20)	(28)			(28)
Altre variazioni							(1)			48				47	2		49
							(1)			40				(20)	19	(1.870)	(1.851)
Saldi al 31 dicembre 2016	(36)	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086	



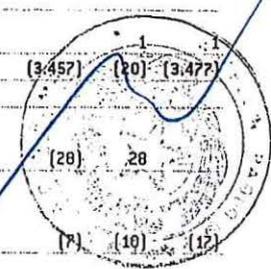
83192/736

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

## segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

	Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Uttili relativi a esercizi precedenti	Account sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2014	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.439	(581)	49.068	(2.020)	1.303		63.186	2.455	65.641
<b>Perdita dell'esercizio</b>												(8.778)		(8.778)	(595)	(9.373)
<b>Altre componenti della perdita complessiva</b>																
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale						14								14	1	15
Riclassifica delle altre componenti della perdita complessiva relative alle discontinued operations						8							(8)			
						22							(8)	14	1	15
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro						(1)	4.722	54						4.775	62	4.837
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					(3)									(3)		(3)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(194)										(194)	3	(191)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti della perdita complessiva" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(9)								(9)		(9)
Riclassifica delle altre componenti dell'utile complessivo relative alle discontinued operations				4			(32)						28			
<b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>				(190)	(3)	(1)	(9)	4.690	54				28	4.569	65	4.634
<b>Operazioni con gli azionisti</b>																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,56 per azione a saldo dell'acconto 2014 di €0,56 per azione)										2.020	(4.037)			(2.017)		(2.017)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)										(1.440)				(1.440)		(1.440)
Attribuzione del dividendo di altre società															(21)	(21)
Destinazione perdita residua 2014									(2.734)		2.734					
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi									(2.734)	580	(1.303)			(3.457)	(20)	(3.477)
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa appartenenza di Gruppo									(28)					(28)	28	
Esclusione dall'area di consolidamento di società non significative e variazione appartenenze di terzi									(7)					(7)	(10)	(17)
Riclassifica riserve per acquisto di azioni proprie			(5.620)							5.620						
Altre variazioni			(5.620)			(18)				12				(6)	(8)	(14)
						(18)				5.597				(41)	10	(31)
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	959	581	(474)	8	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	20	55.493	1.916	57.409

New



Mascari



83 192 (735)

## RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2017	2016	2015
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		3.377	(1.044)	(7.399)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(40)	7.483	7.559	8.940
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(40)	(225)	(475)	6.534
Radiazioni	(40)	263	350	688
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(42)	267	326	471
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(3.446)	(48)	(577)
Dividendi	(42)	(205)	(143)	(402)
Interessi attivi		(283)	(209)	(164)
Interessi passivi		671	645	659
Imposte sul reddito	(43)	3.467	1.936	3.122
Altre variazioni		894	(9)	586
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	(346)		(273)	1.638
- crediti commerciali	657		1.286	4.944
- debiti commerciali	284		1.495	(2.342)
- fondi per rischi e oneri	96		(1.043)	43
- altre attività e passività	749		647	498
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.440	2.112	4.781
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		38	22	(3)
Dividendi incassati		291	212	545
Interessi incassati		104	160	81
Interessi pagati		(582)	(780)	(692)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.437)	(2.941)	(4.295)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		10.117	7.673	12.875
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations				(1.226)
Flusso di cassa netto da attività operativa		10.117	7.673	11.649
- di cui verso parti correlate	(47)	(2.843)	(3.749)	(3.966)
Investimenti:				
- attività materiali	(16)	(8.490)	(9.067)	(11.177)
- attività immateriali	(18)	(191)	(113)	(125)
- partecipazioni	(20)	(510)	(1.164)	(228)
- titoli		(316)	(1.336)	(201)
- crediti finanziari		(657)	(1.208)	(1.103)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		152	(8)	(1.058)
Flusso di cassa degli investimenti		(10.012)	(12.896)	(13.892)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		2.745	19	427
- attività immateriali		2		32
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(37)	2.662	(362)	73
- imposte pagate sulle dismissioni		(436)		
- partecipazioni		482	508	1.726
- titoli		224	20	18
- crediti finanziari		999	8.063	533
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(434)	205	160
Flusso di cassa dei disinvestimenti		6.244	8.453	2.969
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(3.768)	(4.443)	(10.923)
- di cui verso parti correlate	(47)	(3.115)	3.752	(1.583)

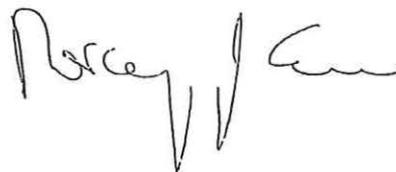
Norey E

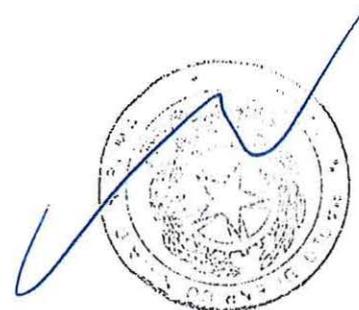
83192 / 736

ENI - Relazione Finanziaria Annuale 2017

## segue RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2017	2016	2015
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(29)	1.842	4.202	3.376
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(29)	(2.973)	(2.323)	(4.466)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(24)	(581)	(2.645)	3.216
		(1.712)	(766)	2.126
Apporti netti di capitale proprio da terzi				1
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(2.880)	(2.881)	(3.457)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(4)	(21)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(4.595)	(3.651)	(1.351)
- di cui verso parti correlate	(47)	(16)	(192)	13
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)		7	(5)	(13)
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations			889	(889)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(72)	2	122
Flusso di cassa netto dell'esercizio		1.689	465	(1.405)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio (escluse discontinued operations)	(8)	5.674	5.209	6.614
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio (escluse discontinued operations)	(8)	7.363	5.674	5.209





83192/737

## NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

### 1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")<sup>1</sup> emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05<sup>2</sup>. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale avendo riguardo alle disposizioni IFRS applicabili.

Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 marzo 2018, è sottoposto alla revisione contabile da parte della EY SpA (anche Ernst & Young SpA). La EY SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

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

### 2 Principi di consolidamento

#### IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese controllate, direttamente o indirettamente, da Eni SpA.

Un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono

perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti<sup>3</sup> ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo<sup>4</sup>.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati con il cd. metodo dell'integrazione globale e pertanto sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione di patrimonio netto consolidato ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico<sup>5</sup>. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

#### INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Un accordo a controllo congiunto è un accordo del quale due o più parti detengono il controllo congiunto. Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto". Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle atti-

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2017, in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nelle realtà del Gruppo.

(3) Secondo le disposizioni del Conceptual Framework for Financial Reporting, l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio.

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel successivo punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017".

(5) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

83192/728

ENI RENDICONTO FINANZIARIO ANNUALE 2017

vità e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo; la verifica dell'esistenza di enforceable rights and obligations richiede l'esercizio di un giudizio complesso da parte della Direzione Aziendale ed è operata considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini della verifica. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

#### PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

#### METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in joint venture e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto<sup>6</sup>.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività della partecipata; l'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Le variazioni del patrimonio netto di una partecipata, diverse da quelle afferenti al risultato economico e alle altre componenti dell'utile complessivo,

sono rilevate a conto economico quando rappresentano nella sostanza gli effetti di una cessione di un interest nella partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto successivo "Attività materiali". Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long-term interest) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata.

Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le joint venture e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta<sup>7</sup>; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico<sup>8</sup>. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

#### BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

(6) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

(7) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

(8) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

ne

83 192 / 739

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value<sup>9</sup>, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). In alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value, includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza<sup>10</sup>. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination.

#### OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

#### CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio (fonte: Reuters - WMR).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo<sup>11</sup>. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2017	Cambi al 31 dicembre 2017	Cambi medi dell'esercizio 2016	Cambi al 31 dicembre 2016	Cambi medi dell'esercizio 2015	Cambi al 31 dicembre 2015
Dollaro USA	1,13	1,20	1,11	1,05	1,11	1,09
Sterlina inglese	0,88	0,89	0,82	0,86	0,73	0,73
Corona norvegese	9,33	9,83	9,29	9,09	8,95	9,60
Dollaro australiano	1,47	1,53	1,49	1,46	1,48	1,49

(9) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

(10) L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

(11) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

83 192 / 740

FAT BILANCIO CONSOLIDATO 2017

### 3 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

#### ATTIVITÀ MINERARIA

##### ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi - unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

##### ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono spesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

##### ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono conti-

nuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; diversamente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

##### SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "attività materiali in corso - proved". I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/ripresate di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

##### AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti le attività minerarie, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo<sup>12</sup> l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe; ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate.

##### PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

[12] Il periodo è inteso come il trimestre.

Ne

183 192 / 461

#### PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI BUY BACK

Le riserve relative ai Production Sharing Agreements e ai contratti di buy back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contrattista (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

#### CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

#### ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi, passività e attività potenziali"<sup>13</sup>.

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, sono iscritti, alla data di decorrenza del contratto, al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo

i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per l'ottenimento di benefici di altre attività materiali.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie su beni condotti in locazione sono ammortizzate lungo la vita utile delle migliorie stesse o il minore periodo residuo di durata della locazione tenendo conto dell'eventuale periodo di rinnovo se il suo verificarsi dipende esclusivamente dal conduttore ed è virtualmente certo. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e

[13] Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo, Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power.

83192 / 412

ENI BILANCIO CONSOLIDATO ANNO 2017

per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali per il long-term e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili.

L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Gas & Power e al business Chimica, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questo settore/business rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore/business, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripresa di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

## ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o

contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile<sup>14</sup>, la differenza è oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore<sup>15</sup>.

I costi direttamente attribuibili all'acquisizione della clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale quando sono rispettate tutte le seguenti condizioni: (i) i costi capitalizzati sono determinati in maniera attendibile; (ii) esiste un contratto che vincola il cliente per un determinato periodo; e (iii) è probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venga recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita ovvero, attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

## CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

[14] Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

[15] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

Me

83192 / F43

## RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto. Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'eborsio effettuato per il relativo regolamento. I deferred costs stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred costs stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

## STRUMENTI FINANZIARI

### ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate al trading e da mantenersi sino alla scadenza.

Le attività finanziarie destinate al trading e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value con imputazione degli effetti,

rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla riserva di patrimonio netto<sup>16</sup> afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettivo evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.

Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al fair value sono rilevati per competenza economica, rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari"<sup>17</sup> e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto "Attività finanziarie non correnti").

### ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

#### Partecipazioni

Le attività finanziarie rappresentative di quote di partecipazione<sup>18</sup> sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo.

Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino<sup>19</sup>.

#### Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione direttamente attribuibili (es. commissioni, consulenze, ecc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in leasing finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del leasing. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi

<sup>[16]</sup> Le variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita in valuta dovute a variazioni del tasso di cambio sono rilevate a conto economico.

<sup>[17]</sup> Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno del "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading". Differentemente, gli interessi attivi maturati su attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevati, all'interno del "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi finanziari".

<sup>[18]</sup> Per le partecipazioni in joint venture e collegate v. precedente punto "Metodo del patrimonio netto".

<sup>[19]</sup> La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

#### PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie non correnti").

#### STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivatives, vedi oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; diversamente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti in strumenti ibridi sono separati dal contratto principale e rilevati separatamente se lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con imputazione degli effetti a conto economico e se le caratteristiche e i rischi del derivato non sono strettamente collegati a quelli del contratto principale. La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da incorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la con-

segna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

#### COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

#### ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario sono realizzati, scaduti ovvero trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

#### FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita alle attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo

83 192 / 764

M

M

Me

83 192/745

dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

#### BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico. Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

#### AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

#### RICAVI E COSTI

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei benefici rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i greggi, generalmente con la spedizione;

- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono rilevati al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (entitlement method); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo ricevuto o da ricevere, al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Non sono considerati ricavi i corrispettivi ricevuti o da ricevere per conto terzi.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

Le permutate tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi".

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico per competenza, coerentemente con il sostenimento dei costi cui sono correlati.

83192 / 146

Eoi Relazione Finanziaria Annuale 2017

### PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni<sup>20</sup>. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione, ed è rilevata in contropartita alle riserve di patrimonio netto. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato (ad es. permanenza in servizio e condizioni di performance non di mercato), la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

### DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

### DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'Assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

### IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recu-

pero è considerato probabile; in particolare, la recuperabilità delle imposte anticipate è considerata probabile quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.

Le attività per imposte sul reddito caratterizzate da elementi di incertezza sono rilevate quando il loro ottenimento è ritenuto probabile.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

### ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione. La verifica del rispetto delle condizioni previste per la classificazione di un item come destinato alla vendita comporta che la Direzione Aziendale effettui valutazioni soggettive formulando ipotesi ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni disponibili.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita. La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie il valore di iscrizione è fatto pari al valore derivante dall'ap-

(20) Il piano di incentivazione basato su azioni attualmente in essere è stato approvato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e prevede il regolamento tramite azioni proprio.

83192/107

plicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente alla cessione, la quota di partecipazione residua è valutata applicando i criteri indicati al precedente punto "Attività finanziarie non correnti - Partecipazioni", salvo che la stessa continui ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica. Se l'interruzione del piano di vendita riguarda una controllata, una joint operation, una joint venture o una collegata, ovvero una quota di partecipazione in una joint venture o in una collegata, sono rideterminati i valori presentati in bilancio sin dal momento della classificazione come held for sale/discontinued operation.

Nel caso in cui una discontinued operation sia riclassificata come destinata all'utilizzo, i risultati economici, precedentemente esposti nella voce distinta di conto economico, sono riclassificati e inclusi tra le continuing operation per tutti gli esercizi presentati.

## VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price). La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o

la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzare il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria sia non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzano l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

## 4.4 Schemi di bilancio<sup>21</sup>

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura<sup>22</sup>. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

[21] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale; nello schema di rendiconto finanziario, nel flusso di cassa netto da attività di investimento, è presentato distintamente l'esborso fiscale, specificatamente individuabile, riferito ad un'operazione di dismissione.

[22] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 38 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

83 192 / 768

Eni - Rendiconto Finanziario Annuale 2017

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

## 5 Modifica dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2017 non hanno prodotto effetti significativi.

## 6 Stime contabili e giudizi significativi

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

### ATTIVITÀ MINERARIA

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati. Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve

certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buy back, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte. Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. La stima delle riserve è influenzata, tra l'altro, dall'andamento dei prezzi delle commodity petrolifere di riferimento e dalla tipologia contrattuale sottostante le attività oil&gas.

Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

### SVALUTAZIONI

Le attività sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (deferred costs - v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay", nonché ai fini della verifica della recuperabilità delle imposte anticipate.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di

83 192 / 709

giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata. Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodities, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa. Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (cash generating unit) al quale il goodwill può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

## SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO SITI

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri, il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

## BUSINESS COMBINATION

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. L'allocatione del prezzo pagato operata in via provvisoria è suscettibile di revisione/aggiornamento entro i 12 mesi successivi all'acquisizione avendo riguardo a nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data dell'acquisizione. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne; il processo di allocazione, che richiede, anche in funzione delle informazioni disponibili, l'esercizio di un giudizio complesso da parte della Direzione Aziendale rileva anche ai fini dell'applicazione dell'equity method.

## PASSIVITÀ AMBIENTALI

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

## BENEFICI PER I DIPENDENTI E PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il

83 192 | 750

Eni - Relazione Finanziaria - Aprile 2017

livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest. Le rivalutazioni sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo per i piani a benefici definiti e a conto economico per i piani a lungo termine.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre le attività per la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

## ALTRI FONDI

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali, commerciali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

## RICAVI E CREDITI

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché degli altri fattori, considerati dalla Direzione Aziendale, che possono influire sui consumi. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo.

La recuperabilità del valore di iscrizione dei crediti e la necessità di rilevare un'eventuale svalutazione degli stessi sono frutto di un processo che comporta giudizi complessi e/o soggettivi da parte della Direzione Aziendale. I fattori considerati nell'ambito di tali giudizi riguardano tra l'altro il merito creditizio della controparte ove disponibile, l'ammontare e la tempistica dei pagamenti futuri attesi, gli eventuali strumenti di mitigazione del rischio di credito (ad es. collateral) posti in essere nonché le eventuali azioni poste in essere o previste per il recupero dei crediti.

## 7 Principi contabili di recente emanazione

### PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con i regolamenti n. 2016/1905 e 2017/1987 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 22 settembre 2016 e 31 ottobre 2017 sono stati omologati l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" (di seguito IFRS 15) e il documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti", che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela (ivi inclusi i contratti afferenti a lavori su ordinazione).

In particolare, l'IFRS 15 prevede che la rilevazione dei ricavi sia basata sui seguenti 5 step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation (ossia le promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente); (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita standalone di ciascun bene o servizio; e (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta. Inoltre, l'IFRS 15 integra l'informativa di bilancio da fornire con riferimento a natura, ammontare, timing e incertezza dei ricavi e dei relativi flussi di cassa. Le disposizioni dell'IFRS 15 e dei relativi chiarimenti sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

Nel corso dell'esercizio 2017 sono state completate le attività di analisi per l'identificazione degli ambiti interessati dalle nuove disposizioni e per la determinazione dei relativi impatti. In particolare, come già rappresentato in sede di redazione della relazione finanziaria semestrale, gli ambiti interessati riguardano essenzialmente:

- (i) per il settore Exploration & Production, la rappresentazione dei rapporti con i partner delle iniziative minerarie, la rappresentazione della loro qualificazione come soggetti differenti da clienti. La fattispecie interessa in particolare la rappresentazione dei ritiri di prodotto superiori o inferiori alla quota di spettanza nell'iniziativa mineraria (cd. lifting imbalance) con la rilevazione dei ricavi in base alle effettive quantità vendute (cd. sales method) anziché sulla base delle quote di spettanza (cd. entitlement method). L'adozione del sales method comporta la rilevazione dei ricavi e dei relativi costi sulla base delle quantità effettivamente ritirate e vendute;
- (ii) per il settore Gas & Power, la capitalizzazione dei costi per acquisizione della clientela, purché ne sia dimostrata la recuperabilità, e il relativo ammortamento sulla base della durata stimata del contratto.

In sede di prima applicazione delle nuove disposizioni, Eni intende avvalersi della possibilità di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018; avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. In particolare, sulla base delle informazioni disponibili, considerate le fattispecie indicate in precedenza, l'adozione dell'IFRS 15 comporta, al netto del relativo effetto fiscale, una riduzione del patrimonio netto di €43 milioni derivante da una variazione negativa di €103 milioni relativa alla rideterminazione, secondo il sales method, dei lifting imbalance (underlifting) esistenti alla chiusura dell'esercizio 2017 parzialmente compensata da una variazione positiva di €60 milioni relativa alla capitalizzazione dei costi connessi con l'acquisizione della clientela al netto del relativo ammortamento. In termini di rappresentazione, l'applicazione dell'IFRS

*Man*

*Man*

*Man*



83 192 / F51

15 comporta, inoltre, limitate fattispecie di riclassificazione di ricavi in altre voci del conto economico senza impatti sul risultato operativo, sul risultato netto e sul patrimonio netto.

Con il regolamento n. 2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016 è stata omologata la versione completa dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9). In particolare, le nuove disposizioni dell'IFRS 9: (i) modificano il modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie basandolo sulle caratteristiche dello strumento finanziario e sul business model adottato dall'impresa; (ii) introducono una nuova modalità di svalutazione delle attività finanziarie, che tiene conto delle perdite attese (cd. expected credit loss); e (iii) modificano le disposizioni in materia di hedge accounting. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

Gli ambiti oggetto di impatto del nuovo principio riguardano essenzialmente: (i) l'adozione dell'expected credit loss model per l'impairment delle attività finanziarie che comporta la rilevazione della svalutazione delle attività finanziarie sulla base di un approccio predittivo, basato sulla previsione del default della controparte (cd. probability of default) e della capacità di recupero nel caso in cui l'evento di default si verifichi (cd. loss given default); e (ii) per le partecipazioni minoritarie, l'allineamento del relativo valore al fair value, nei casi in cui il costo non rappresenti un'adeguata approssimazione del fair value.

In particolare, nel corso dell'esercizio 2017 sono state completate le attività per la definizione e per l'implementazione della metodologia per l'impairment delle attività finanziarie che prevede essenzialmente:

- (i) l'adozione dei rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento, per la determinazione della probability of default delle controparti; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le National Oil Company, la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli assets non finanziari;
- (ii) l'identificazione dell'esposizione da considerare avendo riguardo all'eventuale presenza di strumenti di mitigazione del rischio di credito (quali, ad esempio, collateral, garanzie, polizze assicurative, debiti compensabili, ecc.);
- (iii) per la clientela retail, non caratterizzata da rating interni, l'implementazione di un approccio semplificato basato su una provision matrix che ripartisce la clientela in funzione di cluster di rischio omogenei;
- (iv) la determinazione della loss given default della controparte sulla base delle esperienze pregresse e delle differenti modalità di recupero attivabili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.)<sup>23</sup>.

Relativamente alla valutazione delle partecipazioni minoritarie, rileva la circostanza che le disposizioni dell'IFRS 9 richiedono l'adozione del fair value, limitando la valutazione al costo ai soli casi in cui rappresenti un'adeguata stima del fair value. Eni intende avvalersi della possibilità di designare le partecipazioni minoritarie come attività da valutare al fair value con effetti a patrimonio netto (tra le altre componenti dell'u-

tile complessivo), con rilevazione a conto economico degli eventuali dividendi distribuiti; le variazioni del valore di mercato rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico<sup>24</sup>.

In sede di prima applicazione, in considerazione della complessità di rideterminare i valori all'inizio del primo esercizio presentato senza l'uso di elementi noti successivamente, gli effetti dell'adozione del nuovo principio contabile in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'impairment delle attività finanziarie, saranno rilevati nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018; relativamente all'hedge accounting, l'adozione delle nuove disposizioni non produce effetti significativi.

In particolare, sulla base delle informazioni disponibili, considerate le fattispecie indicate in precedenza, l'adozione dell'IFRS 9 comporta, al netto del relativo effetto fiscale, un incremento del patrimonio netto di €322 milioni riferibile per €678 milioni all'allineamento al fair value delle partecipazioni minoritarie, parzialmente assorbito dalle maggiori svalutazioni per €356 milioni delle attività finanziarie per effetto dell'adozione dell'expected credit loss model.

Con il regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017 è stato omologato l'IFRS 16 "Leasing", che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 definisce il leasing come un contratto che attribuisce al cliente (il lessee) il diritto d'uso di un asset per un determinato periodo di tempo in cambio di un corrispettivo. Il nuovo principio contabile elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali lessee; per tutti i contratti di leasing con durata superiore ai 12 mesi è richiesta la rilevazione di una attività, rappresentativa del diritto d'uso, e di una passività, rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto. Differentemente, ai fini della redazione del bilancio dei lessor, è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee sia per i lessor. Le disposizioni dell'IFRS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019. Allo stato sono in corso le attività di analisi delle nuove disposizioni anche ai fini della determinazione dei relativi effetti.

Con il regolamento n. 2018/182 emesso dalla Commissione Europea in data 7 febbraio 2018 è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018<sup>25</sup>.

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

In data 8 dicembre 2016, lo IASB ha emesso l'IFRIC Interpretation 22 "Foreign Currency Transactions and Advance Consideration" (di seguito IFRIC 22), in base alla quale il tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un asset, costo o ricavo correlato ad un anticipo,

(23) Per le esposizioni derivanti da operazioni infragruppo, la capacità di recupero è assunta pari al 100% in considerazione della possibilità di intervento sul capitale delle partecipate per garantire la posizione in bonis delle stesse.

(24) In alternativa, l'IFRS 9 consente di valutare le partecipazioni minoritarie al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; la scelta della modalità di valutazione delle partecipazioni è operata in maniera selettiva per ciascuna partecipazione.

(25) La modifica dell'ambito di applicazione dell'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità" è efficace a partire dal 1° gennaio 2017.

83192 / FSZ

ENI RIFORMA FINANZIARIA ANAGRAFICA 2017

precedentemente pagato/incassato, in valuta estera, è quello vigente alla data di rilevazione dell'attività/passività non monetaria connessa a tale anticipo. L'IFRIC 22 è efficace a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

In data 7 giugno 2017, lo IASB ha emesso l'IFRIC 23 "Uncertainty over Income Tax Treatments" (di seguito IFRIC 23), contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. Le disposizioni dell'IFRIC 23 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

In data 12 ottobre 2017, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 28 "Long-term Interests in Associates and Joint Ventures" (di seguito modifiche allo IAS 28), volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche agli stru-

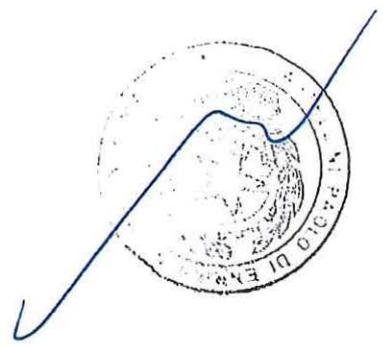
menti finanziari rappresentativi di interessenze a lungo termine verso una società collegata o una joint venture, che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture (cd. long-term interest). Le modifiche allo IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

In data 7 febbraio 2018, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 19 "Plan Amendment, Curtailment or Settlement" (di seguito modifiche allo IAS 19), volte essenzialmente a richiedere l'utilizzo di ipotesi attuariali aggiornate nella determinazione del costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti e degli interessi netti per il periodo successivo ad una modifica, una riduzione o un'estinzione di un piano a benefici definiti esistente. Le modifiche allo IAS 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

In data 12 dicembre 2017, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2015-2017 Cycle", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019. Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*



*[Handwritten signature]*

83 192 / 753

## ATTIVITÀ CORRENTI

## 8 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €7.363 milioni (€5.674 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 90 giorni per €5.591 milioni (€4.379 milioni al 31 dicembre 2016) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo

di preavviso superiore alle 48 ore.

La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 7 giorni e il tasso di interesse medio è negativo dello 0,03% (negativo dello 0,01% al 31 dicembre 2016).

## 9 Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.022	996
Altri titoli	4.990	5.170
	<b>6.012</b>	<b>6.166</b>

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.012 milioni (€6.166 milioni al 31 dicembre 2016) si riferiscono ad Eni SpA per €5.793 milioni (€6.062 milioni al 31 dicembre 2016) e ad Eni Insurance DAC per €219 milioni (€104 milioni al 31 dicembre 2016). Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e

per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading di Eni SpA comprendono operazioni di prestito titoli per €845 milioni (€665 milioni al 31 dicembre 2016). L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	4.232	4.319
Dollaro USA	1.025	699
Franco svizzero	461	413
Sterlina inglese	198	632
Dollaro australiano	79	51
Dollaro canadese	17	52
	<b>6.012</b>	<b>6.166</b>

83192/756

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Titoli quotati emessi da Stati Sovrani</b>				
<i>Tasso fisso</i>				
Italia	478	477	Baa2	BBB
Polonia	53	52	A2	BBB+
Stati Uniti	53	45	Aaa	AA+
Spagna	45	41	Baa2	BBB+
Slovenia	33	34	Baa1	A+
Giappone	25	21	A1	A+
Irlanda	10	10	A2	A+
Canada	11	9	Aaa	AAA
Cile	8	9	Aa3	A+
Slovacchia	5	4	A2	A+
Svezia	4	4	Aaa	AAA
Paesi Bassi	2	2	Aaa	AAA
Corea del Sud	1	1	Aa2	AA
	<b>728</b>	<b>709</b>		
<i>Tasso variabile</i>				
Italia	300	304	Baa2	BBB
Belgio	7	7	Aa3	AA
Stati Uniti	2	2	Aaa	AA+
	<b>309</b>	<b>313</b>		
<b>Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani</b>	<b>1.037</b>	<b>1.022</b>		
<b>Altri titoli</b>				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.036	1.922	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.437	1.409	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	28	25	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	<b>3.501</b>	<b>3.356</b>		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	840	842	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da imprese industriali	789	754	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	45	38	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	<b>1.674</b>	<b>1.634</b>		
<b>Totale Altri titoli</b>	<b>5.175</b>	<b>4.990</b>		
<b>Totale Attività finanziarie destinate al trading</b>	<b>6.212</b>	<b>6.012</b>		

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.140 milioni e di livello 2 per €872 milioni. Nel corso dell'esercizio 2017 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

## 10 Attività finanziarie disponibili per la vendita

(€ milioni)

**Titoli non strumentali all'attività operativa**

	31.12.2017	31.12.2016
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	190	210
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	17	28
	<b>207</b>	<b>238</b>

ne

83192/855

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	176	199
Dollaro USA	31	39
	207	238

I titoli emessi da Stati Sovrani al 31 dicembre 2017 di €190 milioni (€210 milioni al 31 dicembre 2016) si analizzano come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Tasso fisso</b>						
Belgio	27	30	da 3,75 a 4,25	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Spagna	25	27	da 1,40 a 5,50	dal 2018 al 2021	Baa2	BBB+
Francia	17	19	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2023	Aa2	AA
Polonia	15	18	da 4,50 a 6,38	dal 2019 al 2022	A2	BBB+
Irlanda	17	18	da 0,80 a 4,50	dal 2019 al 2022	A2	A+
Islanda	14	15	da 2,50 a 5,88	dal 2020 al 2022	A3	A
Italia	14	15	da 0,65 a 3,50	dal 2018 al 2020	Baa2	BBB
Portogallo	7	8	4,75	2019	Ba1	BBB-
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Slovenia	8	8	2,25	2022	Baa1	A+
Slovacchia	7	7	1,50	2018	A2	A+
Stati Uniti d'America	6	6	da 1,25 a 3,13	dal 2019 al 2020	Aaa	AA+
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
Finlandia	5	5	1,75	2019	Aa1	AA+
Paesi Bassi	1	1	4,00	2018	Aaa	AAA
	175	190				

Titoli quotati per €17 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2016) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating da Aaa a Aa1 (Moody's) e da AAA a AA+ (S&P).

La voce accoglie i titoli della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance DAC non strumentali all'attività operativa per €207 milioni

(€238 milioni al 31 dicembre 2016) in quanto sugli stessi non sussiste alcun vincolo di destinazione a copertura delle riserve tecniche a seguito dell'entrata in vigore della Direttiva UE Solving 2.

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(€ milioni)	Effetto valutazione al fair value	Passività per imposte differite	Altre riserve di patrimonio netto
Valore al 31.12.2016	5	(1)	4
Variatione con effetto a riserva	(5)	1	(4)
Valore al 31.12.2017			

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

83 192 / 756

Eni Rilevazione Finanziaria Annuale 2017

## 11 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
<b>Crediti commerciali</b>	<b>10.182</b>	<b>11.186</b>
<b>Crediti finanziari:</b>		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	84	86
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	23	72
- non strumentali all'attività operativa	209	385
	<b>316</b>	<b>543</b>
<b>Altri crediti:</b>		
- attività di disinvestimento	597	171
- altri	4.642	5.693
	<b>5.239</b>	<b>5.864</b>
	<b>15.737</b>	<b>17.593</b>

Il decremento dei crediti commerciali di €1.004 milioni è riferito al settore Gas & Power per €706 milioni.

Al 31 dicembre 2017 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2018 per €2.051 milioni (€1.769 milioni nell'esercizio 2016 con scadenza 2017). Le cessioni 2017

hanno riguardato crediti commerciali relativi al settore Gas & Power per €1.722 milioni e al settore Refining & Marketing e Chimica per €329 milioni (rispettivamente, €1.434 milioni e €335 milioni al 31 dicembre 2016). I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.729 milioni (€2.371 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Altri crediti	Totale fondo svalutazione
<b>Valore al 31.12.2016</b>	<b>1.817</b>	<b>68</b>	<b>486</b>	<b>2.371</b>
Accantonamenti	539	31	388	958
Utilizzi	(448)	(1)	(6)	(455)
Altre variazioni	(60)	(8)	(77)	(145)
<b>Valore al 31.12.2017</b>	<b>1.848</b>	<b>90</b>	<b>791</b>	<b>2.729</b>

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €539 milioni (€503 milioni nel 2016) è riferito essenzialmente ai settori: (i) Gas & Power per €446 milioni ed è relativo, in particolare, alla clientela retail. Eni ha adottato le necessarie azioni per mitigare il rischio di controparte attraverso capillari azioni di recupero dei crediti in contenzioso anche tramite il ricorso a service esterni specialistici; (ii) Exploration & Production per €55 milioni e comprende per €19 milioni la svalutazione

di crediti commerciali verso controparti venezuelane.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €448 milioni (€607 milioni nel 2016) è riferito al settore Gas & Power per €400 milioni ed è relativo principalmente alla rilevazione di perdite su crediti del business retail.

L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017		31.12.2016	
	Crediti commerciali	Altri crediti	Crediti commerciali	Altri crediti
<b>Crediti non scaduti e non svalutati</b>	<b>8.800</b>	<b>4.604</b>	<b>9.243</b>	<b>4.869</b>
<b>Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione</b>	<b>567</b>	<b>31</b>	<b>759</b>	<b>432</b>
<b>Crediti scaduti e non svalutati:</b>				
- da 0 a 3 mesi	478	21	744	58
- da 3 a 6 mesi	46	9	49	81
- da 6 a 12 mesi	147	202	69	249
- oltre 12 mesi	144	372	322	125
	<b>815</b>	<b>604</b>	<b>1.184</b>	<b>563</b>
	<b>10.182</b>	<b>5.239</b>	<b>11.186</b>	<b>5.864</b>

Ne

83 192 / 757

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche ed enti di Stato italiani ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e verso clienti retail del settore Gas & Power, quest'ultimi scaduti da non oltre 90 giorni.

I crediti commerciali al 31 dicembre 2017 del settore Exploration & Production di €1.323 milioni (€1.764 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono crediti per forniture di idrocarburi equity alle controparti di Stato in Egitto per €438 milioni (€611 milioni al 31 dicembre 2016). L'ammontare dei crediti scaduti al 31 dicembre 2016 di €420 milioni (\$443 milioni), che aveva raggiunto dimensioni significative negli anni precedenti, è stato completamente azzerato nel corso del 2017 per effetto della progressiva attuazione dal 2015 di un piano di rientro e di altri accordi industriali e commerciali con le suddette controparti. Inoltre, crediti scaduti per il recupero di investimenti pregressi nei confronti di controparti di Stato dell'Iran pari a €264

milioni al 31 dicembre 2016 sono stati sostanzialmente azzerati nel corso del 2017 per effetto dell'implementazione del Settlement Agreement firmato nel 2015 che ha definito l'import tramite una consociata Eni di carichi di greggio di proprietà delle società di Stato iraniane, con attribuzione a Eni di un'aliquota di rimborso a valere sui proceeds di ciascun carico.

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €2.942 milioni (€3.629 milioni al 31 dicembre 2016).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €209 milioni (€385 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) depositi di Eni Insurance DAC per €127 milioni (€225 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati presso controparti di Eni Trading & Shipping SpA per €68 milioni (€137 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €39 milioni presso BNP Paribas e €29 milioni presso altre controparti terze. I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €82 milioni (€121 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti per attività di disinvestimento	597	171
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	3.369	4.111
- acconti per servizi	261	372
- compagnie di assicurazione	157	147
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	2	49
- per operazioni di factoring	28	81
- enti petroliferi esteri per rimborsi di imposte petrolifere	32	40
- altri	793	893
	4.642	5.693
	5.239	5.864

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €597 milioni (€171 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano: (i) per €153 milioni (€166 milioni al 31 dicembre 2016) la terza ed ultima rata del credito derivante dalla cessione avvenuta nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazako KazMunayGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazake che attuarono il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto. La riscossione del credito era condizionata al conseguimento del livello commerciale target di produzione avvenuto nel 2016; (ii) la quota a breve termine della consideration relativa alla cessione degli interest del 10% e del 30% dell'asset Zohr in Egitto pari complessivamente a €442 milioni (\$530 milioni) che saranno incassate rispettivamente a maggio e giugno 2018. Le quote a lungo termine dei crediti sono indicate alla nota n. 23 – Altre attività non correnti. Gli altri crediti di €4.642 milioni (€5.693 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono crediti di €3.369 milioni (€4.111 milioni al 31 dicembre 2016) nei confronti di enti e società partner di Eni nei progetti di ricerca e sviluppo degli idrocarburi. L'esposizione maggiore riguarda i partner in Nigeria per €1.507 milioni in particolare: (a) la società di Stato NNPC per un valore di €713 milioni (€716 milioni al 31 dicembre 2016). Le movimentazioni dell'anno comprendono i crediti sorti nell'esercizio di €484 milioni e il decremento per incassi di €398 mi-

lioni, di cui €350 milioni relativi a crediti maturati nell'esercizio. L'esposizione a fine periodo include crediti pregressi per €646 milioni (\$775 milioni) relativi alla quota di costi di competenza della società petrolifera di Stato in progetti operati da Eni oggetto di un piano di rimborso "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato derivante da iniziative di sviluppo incrementali "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di rientro in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. Conseguentemente, tali crediti pregressi, sono esposti in bilancio al netto dell'attualizzazione del flusso dei rimborsi futuri per un ammontare di €570 milioni (\$684 milioni); (b) crediti per il recupero di costi d'investimento relativi ad un progetto petrolifero operato oggetto di arbitrato per il riconoscimento contrattuale di tali costi di €153 milioni. L'opening balance di €382 milioni includeva anche il valore relativo ad un altro progetto non operato oggetto di arbitrato che è stato completamente svalutato nel corso del 2017 per €214 milioni. Per il credito operato si conferma l'ipotesi di recupero attraverso un accordo commerciale.

L'accantonamento al fondo svalutazione Altri crediti di €388 milioni è riferito al settore Exploration & Production per €375 milioni in relazione principalmente ai crediti descritti al paragrafo precedente e ai crediti verso la società petrolifera di Stato PDVSA.

83192/758

Eti Finanziaria Finanziaria Società S.p.A.

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a €4.799 milioni (€5.253 milioni al 31 dicembre 2016).

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo in-

tercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

## 12 Rimanenze

(€ milioni)	31.12.2017				31.12.2016			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	785	140	1.640	2.565	550	135	1.903	2.588
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	133	7		140	99	9	1	109
Lavori in corso su ordinazione			1	1			2	2
Prodotti finiti e merci	1.287	489	83	1.859	1.394	389	86	1.869
Certificati e diritti di emissione			56	56			69	69
	2.205	636	1.780	4.621	2.043	533	2.061	4.637

Le altre rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo di €1.640 milioni (€1.903 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferite al settore Exploration & Production per €1.441 milioni (€1.699 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano principalmente materiali per le attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture. I certificati e diritti di emissione di €56 milioni (€69 milioni al 31 dicembre 2016) sono valutati al fair value determinato sulla base dei

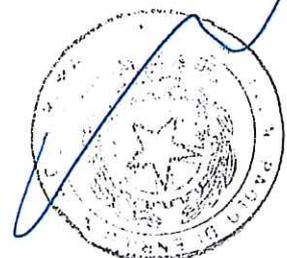
prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1. Rimanenze di magazzino per €86 milioni (€82 milioni al 31 dicembre 2016) sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

(€ milioni)	2017			2016		
	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette
Valore iniziale	4.892	(255)	4.637	4.887	(308)	4.579
Variazioni dell'esercizio	314		314	(29)		(29)
Accantonamenti		(81)	(81)		(125)	(125)
Utilizzi		18	18		163	163
Differenze di cambio da conversione	(254)	22	(232)	61	(5)	56
Altre variazioni	(86)	51	(35)	(27)	20	(7)
Valore finale	4.866	(245)	4.621	4.892	(255)	4.637

La variazione dell'esercizio di €314 milioni è riferita principalmente alle linee di business Chimica (€129 milioni) e Refining & Marketing

(€192 milioni). Il fondo svalutazione di €245 milioni è riferito al settore Exploration & Production per €191 milioni.



ne

83 192 / 759

**13** Attività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Imprese italiane	99	134
Imprese estere	92	249
	<b>191</b>	<b>383</b>

Le imposte sono indicate alla nota n. 43 – Imposte sul reddito.

**14** Attività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Iva	452	447
Accise e imposte di consumo	217	161
Altre imposte e tasse	60	81
	<b>729</b>	<b>689</b>

**15** Altre attività correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.231	2.248
Altre attività	342	343
	<b>1.573</b>	<b>2.591</b>

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 34 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €342 milioni (€343 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono €63 milioni relativi al costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti, Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12

mesi (€90 milioni al 31 dicembre 2016). La quota che Eni prevede di recuperare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 23 – Altre attività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

83 192 / 760

REDAZIONE FINANZIARIA - ANNO 2017

## ATTIVITÀ NON CORRENTI

## 16 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
<b>2017</b>							
Valore iniziale netto	448	810	50.270	300	309	18.656	70.793
Investimenti	2	20	153	27	52	8.236	8.490
Ammortamenti		(71)	(6.996)	(63)	(69)		(7.199)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(5)	(5)	436	(1)	(5)	(213)	207
Cessioni	(12)	(3)	3		(6)	(1.430)	(1.448)
Radiazioni			(3)	(2)		(234)	(239)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(3)	(5.272)	(8)	(18)	(1.722)	(7.025)
Altre variazioni	47	87	10.571	(17)	(2)	(11.107)	(421)
<b>Valore finale netto</b>	<b>478</b>	<b>835</b>	<b>49.162</b>	<b>236</b>	<b>261</b>	<b>12.186</b>	<b>63.158</b>
Valore finale lordo	571	3.490	160.751	1.264	1.954	15.747	183.777
Fondo ammortamento e svalutazione	93	2.655	111.589	1.028	1.693	3.561	120.619
<b>2016</b>							
Valore iniziale netto	510	818	40.667	326	403	25.281	68.005
Investimenti	1	22	204	32	42	8.766	9.067
Ammortamenti		(66)	(7.087)	(66)	(89)		(7.308)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(64)	(3)	345	(1)	(17)	(174)	86
Radiazioni			(198)	(2)		(89)	(289)
Differenze di cambio da conversione	1	1	1.329		4	551	1.886
Riclassifica ad attività destinate alla vendita	(8)	(2)	(1)				(11)
Altre variazioni	8	40	15.011	11	(34)	(15.679)	(643)
<b>Valore finale netto</b>	<b>448</b>	<b>810</b>	<b>50.270</b>	<b>300</b>	<b>309</b>	<b>18.656</b>	<b>70.793</b>
Valore finale lordo	537	3.416	167.007	1.415	2.160	22.737	197.272
Fondo ammortamento e svalutazione	89	2.606	116.737	1.115	1.851	4.081	126.479

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2017	2016
<b>Investimenti:</b>		
- Exploration & Production	7.638	8.217
- Gas & Power	87	66
- Refining & Marketing e Chimica	712	655
- Corporate e Altre Attività	69	42
- Rettifiche per utili interni	(16)	87
	<b>8.490</b>	<b>9.067</b>

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €72 milioni (€105 milioni nel 2016) riferiti al settore Exploration & Production per €56 milioni. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitaliz-

zazione degli oneri finanziari è compreso tra il 1,6% e il 2,7% (il 2,7% e il 5,3% al 31 dicembre 2016).



83192/761

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
	Fabbricati 2 - 10
	Pozzi e impianti di sfruttamento minerario UOP
	Impianti di raffinazione e petrolchimici 2 - 17
	Gasdotti e centrali di compressione 2 - 12
	Impianti di produzione di energia elettrica 5
	Altri impianti e macchinari 6 - 12
	Attrezzature industriali e commerciali 5 - 25
	Altri beni 10 - 20

Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

Le cessioni di €1.448 milioni riguardano per €1.328 milioni la cessione del 40% dell'asset in sviluppo Zohr in Egitto a BP (10%) e Rosneft (30%) con una plusvalenza di €1.281 milioni. Il prezzo non ancora incassato ammonta a €553 milioni (\$663 milioni), di cui €442 milioni (\$530 milioni) saranno incassati entro giugno 2018 (note n. 11 – Crediti commerciali e altri crediti e n. 23 – Altre attività non correnti).

Le radiazioni di €239 milioni (€289 milioni nel 2016) riguardano per €237 milioni il settore Exploration & Production (€93 milioni nel 2016), di cui €217 milioni per il write-off dei costi dei pozzi esplorativi completati che non hanno rinvenuto un quantitativo sufficiente di risorse commerciali da giustificare il completamento come pozzi di sviluppo in particolare in Egitto, Norvegia e Costa d'Avorio.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €7.025 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €6.533 milioni.

Le altre variazioni negative di €421 milioni comprendono l'effetto netto dell'esclusione dall'area di consolidamento dell'interest ceduto (35,7%) della joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA) concessionaria dell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico per €648 milioni e, in aumento, la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €355 milioni (€665 milioni al 31 dicembre 2016) per effetto del decremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA, dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio e della revisione in aumento delle stime dei costi di abbandono.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono costi relativi all'attività esplorativa e di appraisal nonché altre immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production come segue:

(€ milioni)	Pozzi esplorativi in corso	Pozzi esplorativi completati in attesa di esito	Pozzi esplorativi di successo in corso	Attività esplorativa e di appraisal	Unproved mineral interest	Pozzi e impianti di sviluppo in corso	Costi di abbandono	Altre immobilizzazioni in corso	Totale
<b>2017</b>									
Valore Iniziale	221	1.684	913	2.818	2.450	11.690	82	14.222	17.040
Investimenti	351			351	112	7.190		7.302	7.653
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(13)	(13)	147	(111)		36	23
Radiazioni	(11)	(217)		(228)		(2)		(2)	(230)
Riclassifiche	(438)	173	(117)	(382)	(7)	(9.538)	(11)	(9.556)	(9.938)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(15)	(377)	(294)	(686)	(312)	(2.676)	(34)	(3.022)	(3.708)
<b>Valore finale</b>	<b>108</b>	<b>1.263</b>	<b>489</b>	<b>1.860</b>	<b>2.390</b>	<b>6.553</b>	<b>37</b>	<b>8.980</b>	<b>10.840</b>
<b>2016</b>									
Valore Iniziale	93	1.737	807	2.637	2.212	19.458		21.670	24.307
Investimenti	402			402	2	7.777		7.779	8.181
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(5)	(5)	190	(210)		(20)	(25)
Radiazioni		(109)		(109)		(6)	27	21	(88)
Riclassifiche	(282)	6	78	(198)	(35)	(15.699)		(15.734)	(15.932)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	8	50	33	91	81	370	55	506	597
<b>Valore finale</b>	<b>221</b>	<b>1.684</b>	<b>913</b>	<b>2.818</b>	<b>2.450</b>	<b>11.690</b>	<b>82</b>	<b>14.222</b>	<b>17.040</b>

83 192 / 762

ENI - RENDICONTO FINANZIARIO - ANNO FINANZIARIO 2017

Le riclassifiche di €9.938 milioni riguardano: (i) per €9.538 milioni pozzi e impianti di sviluppo in corso; (ii) per €382 milioni pozzi esplorativi di successo a seguito dell'avvio in produzione nell'esercizio dei relativi progetti in Angola, Ghana, Indonesia ed Egitto.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'eser-

cizio sono state rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi in corso a pozzi esplorativi completati e in attesa di esito per €438 milioni; (ii) radiazioni per €228 milioni riguardanti pozzi esplorativi di insuccesso. Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

(€ milioni)	2017	2016	2015
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	1.684	1.737	1.568
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	451	282	550
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(217)	(109)	(501)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(278)	(276)	(30)
Cessioni	(199)		(4)
Differenze cambio da conversione	(178)	50	154
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	1.263	1.684	1.737

	2017		2016		2015	
	(€ milioni)	(Numero pozzi In quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi In quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi In quota Eni)
<b>Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa</b>						
- fino a 1 anno	222	7,95	16	1,05	368	5,32
- da 1 a 3 anni	241	3,87	609	10,25	634	11,14
- oltre 3 anni	800	21,44	1.059	21,55	735	18,97
	1.263	33,26	1.684	32,85	1.737	35,43
<b>Costi capitalizzati di pozzi sospesi</b>						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	148	5,88	9	0,55	368	5,32
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	261	4,69	251	3,51	228	4,13
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	854	22,69	1.424	28,79	1.141	25,98
	1.263	33,26	1.684	32,85	1.737	35,43

Gli unproved mineral interest accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto

in occasione dell'acquisto di individual property e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Totale
<b>2017</b>							
Valore Iniziale	1.254	938	138	113		7	2.450
Investimenti					112		112
Riprese di valore (svalutazioni) nette	72		75				147
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(7)						(7)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(157)	(113)	(21)	(14)	(7)		(312)
Valore finale	1.162	825	192	99	105	7	2.390
<b>2016</b>							
Valore Iniziale	1.021	908	165	109		9	2.212
Investimenti						2	2
Riprese di valore (svalutazioni) nette	190						190
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(31)			(4)	(35)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	43	30	4	4			81
Valore finale	1.254	938	138	113		7	2.450

83 192 / 463

Gli unproved mineral interest di €2.390 milioni comprendono €818 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo Nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a Shell che contestualmente acquisì il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.107 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 il cui oggetto fu l'acquisizione della licenza da parte di Eni e Shell, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come dettagliatamente descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale.

Gli investimenti dell'esercizio di €112 milioni riguardano l'estensione della durata di un contratto petrolifero in Algeria.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €16.005 milioni e €17.558 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €110 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €29 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) e riguardano stazioni di servizio della linea di business Refining & Marketing.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

## ATTIVITÀ MATERIALI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
<b>Attività materiali lorde:</b>		
- Exploration & Production	152.608	165.559
- Gas & Power	5.333	6.276
- Refining & Marketing e Chimica	24.554	24.119
- Corporate e Altre Attività	1.866	1.886
- Rettifiche per utili interni	(584)	(568)
	<b>183.777</b>	<b>197.272</b>
<b>Fondo ammortamento e svalutazione:</b>		
- Exploration & Production	95.775	101.131
- Gas & Power	3.954	4.584
- Refining & Marketing e Chimica	19.625	19.477
- Corporate e Altre Attività	1.525	1.518
- Rettifiche per utili interni	(260)	(231)
	<b>120.619</b>	<b>126.479</b>
<b>Attività materiali nette:</b>		
- Exploration & Production	56.833	64.428
- Gas & Power	1.379	1.692
- Refining & Marketing e Chimica	4.929	4.642
- Corporate e Altre Attività	341	368
- Rettifiche per utili interni	(324)	(337)
	<b>63.158</b>	<b>70.793</b>

## 17 Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo di €1.283 milioni (€1.184 milioni al 31 dicembre 2016), sono detenute da società italiane per €1.267 milioni (€1.167 milioni al 31

dicembre 2016) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

83192/764

Eti Exploration Financials Annual Report 2017

## 18 Attività immateriali

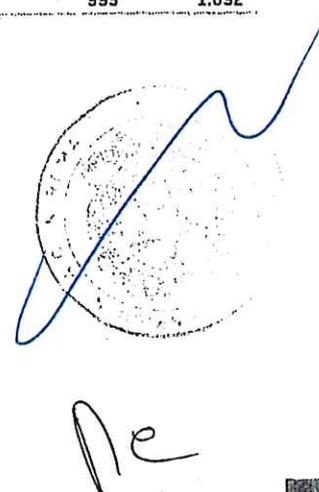
(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Accordi per servizi in concessione	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
<b>2017</b>									
Valore Iniziale netto	1.092	255	259	31	148	164	1.949	1.320	3.269
Investimenti	91	5	17	1	60	17	191		191
Ammortamenti	(65)	(110)	(84)	(2)		(25)	(286)		(286)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	18						18		18
Radiazioni	(24)						(24)		(24)
Differenze di cambio da conversione	(115)		(1)			(2)	(118)	(23)	(141)
Altre variazioni	(2)	32	49		(74)	(14)	(9)	(93)	(102)
<b>Valore finale netto</b>	<b>995</b>	<b>182</b>	<b>240</b>	<b>30</b>	<b>134</b>	<b>140</b>	<b>1.721</b>	<b>1.204</b>	<b>2.925</b>
Valore finale lordo	1.504	2.485	1.466	52	140	1.101	6.748		
Fondo ammortamento e svalutazione	509	2.303	1.226	22	6	961	5.027		
<b>2016</b>									
Valore Iniziale netto	735	363	276	32	148	166	1.720	1.314	3.034
Investimenti	15	6	26	1	49	16	113		113
Ammortamenti	(18)	(113)	(81)	(2)		(39)	(253)		(253)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	385					4	389		389
Radiazioni	(61)						(61)		(61)
Differenze di cambio da conversione	36					(4)	32	6	38
Altre variazioni		(1)	38		(49)	21	9		9
<b>Valore finale netto</b>	<b>1.092</b>	<b>255</b>	<b>259</b>	<b>31</b>	<b>148</b>	<b>164</b>	<b>1.949</b>	<b>1.320</b>	<b>3.269</b>
Valore finale lordo	2.216	2.462	1.467	52	153	2.599	8.949		
Fondo ammortamento e svalutazione	1.124	2.207	1.208	21	5	2.435	7.000		

I diritti esplorativi di €995 milioni (€1.092 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il

commitment del management. Gli investimenti di €91 milioni (€15 milioni nel 2016) riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi in Cipro, Myanmar, Costa d'Avorio e nel blocco di Isatay in Kazhakstan.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Diritti esplorativi proved	403	497
Diritti esplorativi unproved	586	579
Altri diritti esplorativi	6	16
	<b>995</b>	<b>1.092</b>



83 192 7765

Le altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €182 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €141 milioni (€223 milioni al 31 dicembre 2016) i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €240 milioni (€259 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferiti ad Eni gas e luce SpA per €121 milioni e ad Eni SpA per €108 milioni (Eni SpA per €235 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software. Le immobilizzazioni in corso e acconti di €134 milioni (€148 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €78 milioni (€89 milioni al 31 dicembre 2016) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €140 milioni (€164 milioni al 31 dicembre 2016) accolgono: (i) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte di Versalis SpA per €37 milioni (€40 milioni al 31 di-

cembre 2016); (ii) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per €35 milioni (€41 milioni al 31 dicembre 2016).

Le altre variazioni del goodwill di €93 milioni riguardano la variazione dell'area di consolidamento per cessione a terzi della società Eni Gas & Power NV dove era allocato il goodwill riveniente dall'acquisizione della società Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio. Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	UOP - 33
Diritti e potenziale esplorativo	3
Diritti di trasporto del gas naturale	3 - 33
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	20 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	4 - 20
Altre immobilizzazioni immateriali	

Il saldo finale della voce goodwill di €1.204 milioni (€1.320 milioni al 31 dicembre 2016) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.414 milioni (€2.524 milioni al 31 dicembre 2016). Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
- Gas & Power	932	1.025
- Exploration & Production	179	202
- Refining & Marketing	93	93
	<b>1.204</b>	<b>1.320</b>

Maggiori informazioni sul goodwill sono indicate alla nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

## 19 Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali

(€ milioni)	2017	2016
Svalutazioni:		
- attività materiali	(848)	(1.067)
- attività immateriali	(14)	
	<b>(862)</b>	<b>(1.067)</b>
a dedurre:		
- riprese di valore di attività materiali	1.055	1.153
- riprese di valore di attività immateriali	32	389
	<b>225</b>	<b>475</b>

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti

reporting period non fossero state rilevate.

Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use -

83 192 1766

ENI RENDICONTO FINANZIARIO ANNO 2017

"VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - "CGU"). Le principali CGU dei settori di business Eni sono: (i) nel settore Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, oltre alle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni, le centrali per la produzione di energia elettrica, i gasdotti internazionali e le navi metaniere; (iii) nel business Refining & Marketing, gli impianti di raffinazione e gli stabilimenti e agli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete); (iv) il business Chimica costituisce un'unica CGU.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del business Refining & Marketing e per le centrali di produzione di energia elettrica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; d) per la CGU Chimica, sulla vita economico-tecnica media degli assets sottostanti considerando un EBITDA "normalizzato" (per tener conto della ciclicità del settore) definito sulla base dei margini di contribuzione medi di piano; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production e Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital - "WACC") al netto dei fattori di rischio specifici del settore Gas & Power e del business Chimica il cui WACC è oggetto di autonoma rilevazione pesata per l'incidenza del rispettivo capitale investito sul totale di Gruppo. Il costo del capitale così ottenuto è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Alla data di riferimento delle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse di Eni, il quadro degli impairment indicator di origine esogena si presentava in miglioramento rispetto a quello che ha fatto da cornice alle valutazioni del 2016.

Nel corso del 2017 il mercato petrolifero ha registrato una progressiva ripresa, rafforzata nell'ultima parte dell'anno, per effetto dei migliorati fondamentali, sostenuti dalla crescita della domanda mondiale di greggio trainata dall'espansione economica e dall'assorbimento dell'eccesso di offerta grazie alla regimazione dell'accordo di fine 2016 dei Paesi OPEC per ridurre l'output del cartello con l'adesione di importanti Paesi non-OPEC (in particolare la Russia) e alla decisione di prolungarlo per tutto il 2018. Questo ha consentito di ridurre i livelli globali delle scorte di greggio che avevano frenato la ripresa dei prezzi nella prima metà dell'anno. Sulla base di tale miglioramento nei fondamentali e tenuto conto delle incertezze a medio termine sull'evoluzione del bilanciamento domanda-offerta, il management di Eni ha sostanzialmente confermato la previsione di prezzo del marker Brent di lungo termine stimata a 72 \$/barile (in termini reali 2021; 71,4 \$/barile in base al piano precedente), sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2017 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 2018-2021. Il margine indicatore della redditività dell'attività di raffinazione è stato confermato nel lungo termine a 5 \$/barile; previsioni stabili anche per i prezzi del gas ai principali hub europei e lo spread tra questi e il punto virtuale di scambio in Italia. Previsto in ripresa lo scenario dei prezzi/margini dei prodotti petrolchimici in funzione della crescita macroeconomica. Previsioni di lungo termine deboli per il clean spark spread dell'energia elettrica a causa dell'oversupply e della competizione da altri fuel/fonti.

Inoltre alla data di bilancio, la capitalizzazione di borsa di Eni pari a €50 miliardi risultava superiore al valore di libro dei net asset consolidati di €48 miliardi. Sebbene il quadro degli impairment indicator sia nel complesso migliorato, il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il WACC 2017 di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU oil&gas e raffinazione, ha registrato un marginale incremento dello 0,4% a 6,8% rispetto al 2016 per effetto principalmente della previsione di ripresa dei rendimenti dei titoli risk-free (BTP Italia a dieci anni). Il WACC della Chimica è diminuito di mezzo punto percentuale all'8,5% per effetto della riduzione del beta dovuta alla ripresa del ciclo economico. Infine il settore Gas & Power ha registrato un marginale aumento di 0,2 punti percentuali al 6% per effetto dell'accresciuto rischio Paese di alcune attività fuori Europa. I WACC 2017 rettificati del rischio Paese specifico evidenziano una certa dispersione rispetto al valore medio a causa del sensibile incremento del rischio Paese in alcune aree di attività del settore Exploration & Production i cui WACC sono compresi tra il 5,3% e il 15,8%.

Nel settore Exploration & Production sono state rilevate riprese di valore ante imposte per €776 milioni che hanno come driver l'aggiornamento dei profili produttivi e la riduzione dei costi con riferimento ad asset localizzati in UK, Turkmenistan e Congo e gli effetti della riforma fiscale USA. Le svalutazioni per complessivi €636 milioni hanno riguardato principalmente asset in Algeria, Italia, USA, Congo e Venezuela per revisioni negative delle riserve, rifasatura dei piani di sviluppo, abbandono di progetti e rischio Paese. Il WACC post-tax relativo alle riprese di valore/svalutazioni al netto dell'effetto fiscale superiori a €400 milioni sono compresi in un range del 5,5-13,5% che si ridetermina rispettivamente nell'intervallo 8,6% - 25,6% pre-tax.

ne

83 192 / 767

Le svalutazioni contabilizzate nella linea di business Refining & Marketing di €130 milioni riguardano gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Nel settore Gas & Power sono state rilevate riprese di valore al netto delle svalutazioni per €146 milioni riferite principalmente all'allineamento al fair

value delle attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali è stata definita la dismissione nel 2018, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla svalutazione del parco centrali termoelettriche a causa dell'andamento negativo dello scenario margini e di un'infrastruttura di trasporto gas a causa dell'aumento del tasso di sconto dovuto al rischio Paese.

Le svalutazioni delle attività materiali si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	2017	2016
<b>Svalutazioni:</b>		
- Exploration & Production	(636)	(740)
- Gas & Power	(56)	(167)
- Refining & Marketing e Chimica	(131)	(120)
- Corporate e Altre Attività	(25)	(40)
	<b>(848)</b>	<b>(1.067)</b>
<b>Effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	91	216
- Gas & Power	12	35
- Refining & Marketing e Chimica	35	32
- Corporate e Altre Attività	6	
	<b>144</b>	<b>283</b>
<b>Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	(545)	(524)
- Gas & Power	(44)	(132)
- Refining & Marketing e Chimica	(96)	(88)
- Corporate e Altre Attività	(19)	(40)
	<b>(704)</b>	<b>(784)</b>

Le riprese di valore delle attività materiali si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	2017	2016
<b>Riprese di valore:</b>		
- Exploration & Production	776	1.055
- Gas & Power	202	86
- Refining & Marketing e Chimica	77	12
	<b>1.055</b>	<b>1.153</b>
<b>Effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	(171)	(315)
- Gas & Power	(5)	(28)
- Refining & Marketing e Chimica	(24)	(3)
	<b>(200)</b>	<b>(346)</b>
<b>Riprese di valore al netto del relativo effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	605	740
- Gas & Power	197	58
- Refining & Marketing e Chimica	53	9
	<b>855</b>	<b>807</b>

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

83192/768

ENI RENDICONTO FINANZIARIO ANNUALE 2017

Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Mercato Gas Italia	835	835
Mercato Gas Estero	97	190
- di cui Mercato Gas Europeo	95	188
	932	1.025

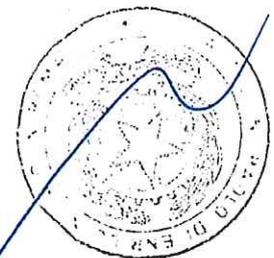
Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo di €95 milioni è quello riveniente dall'acquisizione della società retail Altermag SA (ora Eni Gas & Power France SA) in Francia. Anche in questo caso l'impairment review conferma i valori di libro della CGU.

Al fine di verificare la tenuta del valore di libro delle CGU Gas & Power compreso l'ammontare del goodwill allocato, ne è stato determinato il valore d'uso considerando i margini delle vendite al solo mercato retail (escludendo i margini wholesale sulle vendite ai clienti industriali, grossisti e

termoelettrici). Tale stima ha considerato i flussi di cassa delle CGU in oggetto desunti dal piano quadriennale approvato dal management e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi così determinati sono stati attualizzati al WACC post-tax Gas & Power rettificato per il rischio Paese pari rispettivamente al 4,6% per l'Italia e a circa il 5,2% per l'Europa. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €1.303 milioni si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 65% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 9,7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 16,8%.



Me



83 192 / 469

## 20 Partecipazioni

## PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2017				2016			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in joint venture	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in joint venture	Totale
Valore iniziale	168	2.675	1.197	4.040	175	1.275	1.403	2.853
Acquisizioni e sottoscrizioni		63	444	507	8	1.085	63	1.156
Cessioni e rimborsi			(462)	(462)			(138)	(138)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	9	49	66	124	10	50	17	77
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(7)	(340)	(6)	(353)	(8)	(208)	(154)	(370)
Decremento per dividendi	(32)	(41)	(13)	(86)	(2)	(45)	(53)	(100)
Variazione dell'area di consolidamento	2			2	5	564		569
Differenze di cambio da conversione	(13)	(127)	(128)	(268)	5	12	29	46
Altre variazioni	(11)	53	(35)	7	(25)	(58)	30	(53)
Valore finale	116	2.332	1.063	3.511	168	2.675	1.197	4.040

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €507 milioni riguardano principalmente aumenti di capitale di società impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni: (i) Coral FLNG SA (€443 milioni) impegnata nella realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione e stoccaggio del gas naturale relativo alla scoperta di Coral in Mozambico; (ii) Lotte Versalis Elastomers Co Ltd (€45 milioni) impegnata nella produzione di elastomeri nella Corea del Sud.

Le cessioni e i rimborsi di €462 milioni riguardano: (i) la cessione

del 25% della Coral FLNG SA (€222 milioni) a seguito del closing della cessione ad ExxonMobil del 50% delle quote Eni di partecipazione nell'Area 4 in Mozambico; (ii) i rimborsi di capitale delle società Coral FLNG SA (€165 milioni), Angola LNG Ltd (€48 milioni) e United Gas Derivatives Co (€27 milioni).

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	2017			2016		
	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di partecipazione	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di partecipazione
- Angola LNG Ltd	45		13,60			
- Eni BTC Ltd		27	100,00	6		100,00
- PetroJunin SA	26		40,00	30		40,00
- Unimar Lic	3	24	50,00		16	50,00
- United Gas Derivatives Co	16	12	33,33	14	14	33,33
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	9	12	49,00	10	10	49,00
- PetroSucre SA					30	26,00
- Altre	25	11		17	30	
	124	86		77	100	

83192 / H

ENI RILEVAZIONE FINANZIARIA ANNO 2017

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	2017		2016	
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di partecipazione	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di partecipazione
- Cardón IV SA	184	50,00	20	50,00
- Saipem SpA	101	31,00	144	30,76
- Unión Fenosa Gas SA	28	50,00		50,00
- Matrica SpA	17	50,00	4	50,00
- PetroSucre SA			92	26,00
- Angola LNG Ltd			62	13,60
- PetroBicentenario SA			26	40,00
- Altre	23		22	
	<b>353</b>		<b>370</b>	

A seguito dell'incertezza circa l'evoluzione della situazione finanziaria del Venezuela, il management ha valutato la recuperabilità del valore di libro dei due progetti minerari di Eni in Venezuela relativi rispettivamente allo sviluppo del giacimento offshore Perla gas, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e del campo a olio pesante onshore PetroJunín, operato dall'omonima joint venture con la società petrolifera di Stato PDVSA in regime di "Empresa Mixta".

Il valore di libro dei suddetti progetti include crediti correnti e attività non correnti (attività materiali e immateriali, partecipazioni e crediti finanziari non correnti strumentali all'attività operativa) per un valore complessivo di circa €2 miliardi ante svalutazione.

Ai fini della determinazione del valore recuperabile di tali attività, il management ha condotto un'analisi dell'evidenza empirica delle statistiche ufficiali relative alla storia recente delle crisi finanziarie di Stati Sovrani. Sulla base degli esiti rilevati e considerata la strategicità e l'essenzialità delle forniture erogate da Eni, ai fini della determinazione del valore recuperabile delle suddette attività, il management ha effettuato un apprezzamento del rischio prevedendo una dilazione dei tempi di incasso; inoltre, in considerazione del deterioramento del contesto operativo Paese e dei rischi finanziari di recupero del capitale investito, il management ha riclassificato le riserve certe non sviluppate di Perla alla categoria "unproved" (315 milioni di boe), così come richiesto dalla normativa US SEC.

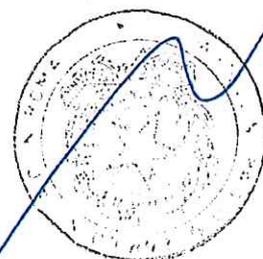
Sulla base di questi driver, sono state rilevate nel bilancio 2017 svalutazioni delle attività in Venezuela sopra indicate per complessivi €758 milioni.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto della Saipem SpA ha comportato l'iscrizione di una perdita di €101 milioni dovuta alla rilevazione da parte della partecipata di oneri di ristrutturazione, oneri per contenziosi e svalutazioni di attività materiali principalmente nel business perforazioni offshore maggiormente esposto all'andamento dello scenario petrolifero. Al 31 dicembre 2017 il valore di libro della partecipazione di €1.413 milioni, allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto dell'investee, eccedeva di circa il 20% il fair value rappresentato dalla quota della capitalizzazione di borsa del titolo Saipem. La sottocapitalizzazione riflette le incertezze degli investitori circa il riequilibrio dei fondamentali del settore petrolifero e la ripresa degli investimenti da parte delle società clienti del settore Ingegneria & Costruzioni. L'impairment test eseguito ha confermato il valore di libro dell'asset. La ragionevolezza della valutazione è stata testata con degli stress test applicati al fatturato e alla marginalità che confermano gli esiti del caso base.

Le differenze di cambio da conversione di €268 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (€189 milioni).

Le altre variazioni comprendono la svalutazione di Unión Fenosa Gas SA per €35 milioni (€84 milioni nel 2016) dovuta alle minori prospettive di redditività.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2017 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017" che costituisce parte integrante delle presenti note.



Ne

83 192 / 771

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di partecipazione	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di partecipazione
<b>Imprese controllate:</b>						
- Eni BTC Ltd	63	34.000.000	100,00	106	34.000.000	100,00
- Altre <sup>(*)</sup>	53			62		
	116			168		
<b>Imprese In Joint venture:</b>						
- Saipem SpA	1.413	308.767.968	31,00	1.497	3.087.679.689	30,76
- Unión Fenosa Gas SA	350	273.100	50,00	434	273.100	50,00
- PetroJunín SA	210	96.084.000	40,00	211	96.084.000	40,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	137	121.092.526	49,00	150	130.491.508	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	114	30.179.999	50,00	74	19.200.000	50,00
- AET - Raffineriebetriebsgesellschaft mbH	32	1	33,33			
- Cardón IV SA				197	8.605	50,00
- Unimar Llc				42	50	50,00
- Altre <sup>(*)</sup>	76			70		
	2.332			2.675		
<b>Imprese collegate:</b>						
- Angola LNG Ltd	802	1.483.352.000	13,60	916	1.551.760.000	13,60
- United Gas Derivatives Co	82	2.600.000	33,33	117	950.000	33,33
- Novamont SpA	71	6.667	25,00	77	6.667	25,00
- Coral FLNG SA	54	2.500.000	25,00			
- AET - Raffineriebetriebsgesellschaft mbH				34	1	33,33
- Altre <sup>(*)</sup>	54			53		
	1.063			1.197		
	3.511			4.040		

(\*) Di valore di iscrizione unitario inferiore e a €25 milioni.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €70 milioni; le differenze sono riferite a Unión Fenosa Gas SA per €27

milioni e a Novamont SpA per €43 milioni. Tali eccedenze allo stato sono giustificate dalle prospettive reddituali di lungo termine delle società.

Al 31 dicembre 2017 il valore di mercato delle partecipazioni quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di partecipazione	Prezzo delle azioni (€)	Valore di mercato (€ milioni)
- Saipem SpA	308.767.968	31,00	3,806	1.175

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi

e oneri, di €182 milioni (€151 milioni al 31 dicembre 2016) riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	95	95
Matrica SpA	38	
VIC CBM Ltd	30	34
PetroBicentenario SA	12	6
Société Centrale Electricque du Congo SA	6	7
Altre	1	9
	182	151

83192/772

Esercizio Finanziario Annuale 2017

## ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2017				2016				
	Imprese controllate	Imprese collegate	Altre imprese valutate al costo	Totale	Imprese controllate	Imprese collegate e in joint venture	Altre imprese valutate al fair value	Altre imprese valutate al costo	Totale
Valore Iniziale netto	29	10	237	276	25	10	368	257	660
Acquisizioni e sottoscrizioni			3	3	5	3			8
Cessioni e rimborsi	(6)		(13)	(19)			(368)	(31)	(399)
Differenze di cambio da conversione		(1)	(22)	(23)		(2)		6	4
Altre variazioni	(9)	(4)	(5)	(18)	(1)	(1)		5	3
Valore finale netto	14	5	200	219	29	10		237	276
Valore finale lordo	15	5	207	227	30	10		240	280
Fondo svalutazione	1		7	8	1			3	4

Il valore netto delle altre partecipazioni di €219 milioni (€276 milioni al 31 dicembre 2016) è riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di partecipazione	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di partecipazione
Imprese controllate <sup>(*)</sup>	14			29		
Imprese collegate	5			10		
Altre imprese:						
- Nigeria LNG Ltd	99	118.373	10,40	112	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	32	213.995.164	10,99	49	213.995.164	10,99
- Altre <sup>(*)</sup>	69			76		
	200			237		
	219			276		

(\*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 48 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

## 21 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.602	1.785
Titoli strumentali all'attività operativa	73	75
	1.675	1.860

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €640 milioni (€480 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Valore al 31.12.2016		480
Accantonamenti		211
Differenze di cambio da conversione		(49)
Altre variazioni		(2)
Valore al 31.12.2017		640

Fondo svalutazione crediti finanziari

480

211

(49)

(2)

640

Me

83 192 | 773

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.602 milioni (€1.785 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.433 milioni) e Gas & Power (€96 milioni). I finanziamenti sono concessi a società in joint venture e collegate per €1.214 milioni (€1.350 milioni al 31 dicembre 2016).

L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela che opera il giacimento a gas Perla. Al 31 dicembre 2017 l'esposizione Eni verso la joint venture è pari a €955 milioni (€1.054 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti finanziari di €211 milioni riguardano: (i) per €102 milioni il finanziamento concesso a la Matrica SpA (Eni 50%), la joint venture con Novamont SpA per la produzione di prodotti chimici da fonti rinnovabili, per far fronte alle esigenze finanziarie relative al progetto "Polo Verde" di Porto Torres. La svalutazione tiene conto del deterioramento della capacità di rimborso di Matrica, in coerenza con la rischiosità dell'iniziativa; (ii) per €109 milioni crediti finanziari nel settore Exploration & Production relativi per €77 milioni al credito verso la Cardón IV SA (v. nota n. 20 - Partecipazioni).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.428 milioni (€1.606 milioni al 31 dicembre 2016).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.393 milioni (€1.519 milioni al 31 dicembre 2016). Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.610 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,5% (-0,2% e 2,6% al 31 dicembre 2016) ad eccezione del credito verso la joint venture Cardón IV SA. Per quest'ultimo, in considerazione del fatto che il rimborso dipende dall'esito dell'iniziativa industriale della joint venture e dalla capacità del Paese di superare l'attuale crisi finanziaria, il fair value corrisponde a quello ritraibile dall'iniziativa industriale i cui flussi di cassa sono stati attualizzati con il WACC di settore corretti per tener conto del rischio sovrano sulla base dei prevedibili scenari e della possibile evoluzione della situazione finanziaria del Paese.

I titoli di €73 milioni (€75 milioni al 31 dicembre 2016) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €69 milioni da Stati Sovrani (€71 milioni al 31 dicembre 2016) e per €4 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo ammortizzato (€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Stati Sovrani</b>							
<i>Tasso fisso</i>							
Italia	24	25	26	da 0,35 a 4,75	dal 2018 al 2025	Baa2	BBB
Spagna	15	14	15	da 1,40 a 4,30	dal 2019 al 2020	Baa2	BBB+
Irlanda	9	8	9	4,50	2018	A2	A+
Islanda	3	3	3	2,50	2020	A3	A
Polonia	2	2	2	4,20	2020	A2	BBB+
Slovenia	2	2	2	4,13	2020	Baa1	A+
Belgio	2	2	2	1,40	2018	Aa3	AA
<i>Tasso variabile</i>							
Italia	12	11	11		dal 2018 al 2019	Baa2	BBB
<b>Totale Stati Sovrani</b>	<b>69</b>	<b>67</b>	<b>70</b>				
<b>Banca Europea per gli Investimenti</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>		<b>2018</b>	<b>Aaa</b>	<b>AAA</b>
	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>74</b>				

I titoli che scadono entro cinque anni ammontano a €72 milioni. Il valore di mercato dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di

mercato. I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 - Rapporti con parti correlate.

83 192 / F76

Eni Reporting Framework Anno 2017

## 22 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €4.269 milioni (€4.286 milioni al 31 dicembre 2016).

(€ milioni)	Attività per imposte anticipate	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Totale
Valore al 31.12.2016	9.412	(5.622)	3.790
Incrementi	2.341	(212)	2.129
Decrementi	(1.588)	349	(1.239)
Differenze di cambio da conversione	(862)	202	(660)
Altre variazioni	37	21	58
Valore al 31.12.2017	9.340	(5.262)	4.078

Le attività per imposte anticipate sono riferite per €2.070 milioni (€1.690 milioni al 31 dicembre 2016) a Eni SpA e alle consociate italiane facenti parte del consolidato fiscale nazionale e sono state stanziare sulla perdita di periodo e sulla rilevazione di costi a deducibilità differita nei limiti degli ammontari che si prevede di recuperare

negli esercizi futuri in base alla capienza dei redditi imponibili attesi.

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 32 – Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 43 – Imposte sul reddito.

## 23 Altre attività non correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
<b>Attività per imposte correnti:</b>		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	62	73
- per interessi su crediti d'imposta	64	64
	126	137
- Amministrazioni finanziarie estere	381	365
	507	502
<b>Altri crediti:</b>		
- attività di disinvestimento	118	222
- altri	44	52
	162	274
Fair value su strumenti finanziari derivati	80	108
Altre attività	574	464
	1.323	1.348

I crediti per attività di disinvestimento di €118 milioni (€222 milioni al 31 dicembre 2016) sono al netto del fondo svalutazione di €125 milioni e comprendono il valore attuale della quota a lungo termine di \$133 milioni, pari a €111 milioni del credito relativo alla cessione della quota del 10% dell'asset Zohr in Egitto perfezionata a febbraio 2017. La quota a breve termine del credito è indicata alla nota n. 11 – Crediti commerciali e altri crediti. Il fondo svalutazione di €125 milioni è relativo ad un credito legato alla cessione di un asset in Nigeria e comprende la svalutazione dell'esercizio di €44 milioni. Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla

nota n. 34 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €574 milioni (€464 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono €56 milioni relativi al costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti, Eni prevede di ritirare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi (€113 milioni al 31 dicembre 2016). La quota che Eni prevede di recuperare entro l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 15 – Altre attività correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

Me

83 192 / 715

## PASSIVITÀ CORRENTI

## 24 Passività finanziarie a breve termine

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.664	2.738
Banche	201	155
Altri finanziatori	377	503
	<b>2.242</b>	<b>3.396</b>

Il decremento di €1.154 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente a rimborsi netti per €581 milioni e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine periodo per €574 milioni.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €1.664 milioni

(€2.738 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.070 milioni (€1.750 milioni al 31 dicembre 2016) ed Eni Finance International SA per €594 milioni (€988 milioni al 31 dicembre 2016). L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	904	1.405
Dollaro USA	1.329	1.982
Altre valute	9	9
	<b>2.242</b>	<b>3.396</b>

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è pari a 1,3% e a 0,9%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

Al 31 dicembre 2017 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate per €11.584 milioni (€12.267 milioni al 31 dicembre 2016). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2017 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

## 25 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti commerciali	10.890	11.038
Acconti e anticipi	797	526
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.094	2.158
- altri debiti	2.967	2.981
	<b>5.061</b>	<b>5.139</b>
	<b>16.748</b>	<b>16.703</b>

Gli acconti e anticipi di €797 milioni (€526 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferiti al settore Exploration & Production per €444 milioni (€153 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano per €180 milioni gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas

ricevuti dalle società di Stato di Egitto in relazione alle operazioni dei Concession Agreements di Eni nel Paese per il prossimo quadriennio, tra i quali in particolare il progetto Zohr.

83 192 / 776

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
<b>Debiti per attività di investimento:</b>		
- fornitori per attività di investimento	1.804	1.835
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	264	219
- altri	26	104
	<b>2.094</b>	<b>2.158</b>
<b>Altri debiti:</b>		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	1.968	2.057
- personale	184	180
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	84	94
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	23	6
- altri	708	644
	<b>2.967</b>	<b>2.981</b>
	<b>5.061</b>	<b>5.139</b>

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

## 26 Passività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Imprese italiane	174	97
Imprese estere	298	329
	<b>472</b>	<b>426</b>

Le imposte sono indicate alla nota n. 43 – Imposte sul reddito.

## 27 Passività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Accise e imposte di consumo	824	634
Altre imposte e tasse	648	659
	<b>1.472</b>	<b>1.293</b>

## 28 Altre passività correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.011	2.108
Altre passività	504	491
	<b>1.515</b>	<b>2.599</b>

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 34 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €504 milioni (€491 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono la quota a breve termine di €68 milioni (€73 milioni al 31 dicembre 2016) relativa agli anticipi incassati dal par-

tner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 33 – Altre passività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.