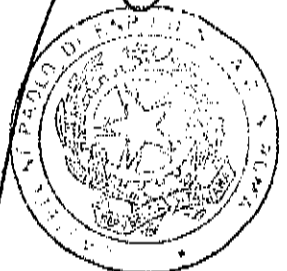


82352/425

ALL. "D"  
ROBITO 22510

Relazione Finanziaria Annuale 2016

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten signature]*  




*[Handwritten signature]*

**PAGINA ANNULLATA**

82352/426

## Relazione sulla gestione

### Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione inclusa nella Relazione Finanziaria Annuale 2016 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicata dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance.

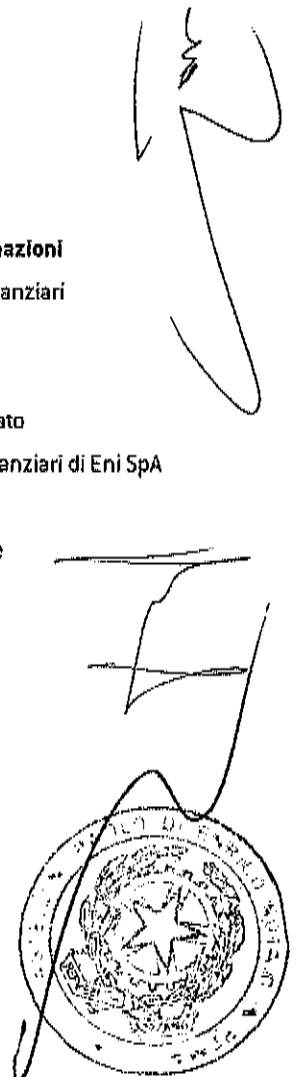
### Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative ai piani di investimento, dividendi, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti.

I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Assemblea ordinaria degli azionisti del 13 aprile 2017.  
L'estratto dell'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e "Financial Times" dell'11 marzo 2017.

4	Lettera agli azionisti
8	Profilo dell'anno
14	Materialità e stakeholder engagement
16	Modello di business
18	Scenario e Performance
20	Strategia
22	Obiettivi, rischi e azioni di trattamento
24	Governance
	<b>Andamento operativo</b>
28	Exploration & Production
44	Gas & Power
49	Refining & Marketing e Chimica
	<b>Commento ai risultati e altre informazioni</b>
56	Commento ai risultati economico-finanziari
57	Conto economico
74	Stato patrimoniale riclassificato
77	Rendiconto finanziario riclassificato
82	Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA
91	Fattori di rischio e incertezza
103	Evoluzione prevedibile della gestione
104	Altre informazioni
105	Glossario



76

# Lettera agli azionisti

82352/1627

Dall'inizio del downturn petrolifero nel 2014, la strategia Eni è stata rifondata su tre pilastri: un'esplorazione di successo caratterizzata da bassi costi unitari ed un rapido time-to-market, la gestione dei successi esplorativi secondo "il dual exploration model" che con la cessione di quote di questi successi anticipa la trasformazione delle risorse minerarie in flussi finanziari conciliando crescita organica e solidità patrimoniale, un focus continuo sul profilo dei costi con l'obiettivo di adattare il modello di business ad un mercato caratterizzato da bassi prezzi dell'energia sia nell'upstream, sia nel downstream.

Gli eccezionali risultati industriali, economici e finanziari raggiunti nel 2016 e le rafforzate prospettive di crescita e generazione di valore dimostrano l'efficacia di questa strategia avviata nel 2014 anticipando quello che poi è stato uno straordinario trend decrescente dello scenario petrolifero.

Nell'esecuzione della strategia abbiamo innanzitutto rafforzato il settore E&P quale principale driver di crescita e di generazione di valore. Negli ultimi tre anni, nonostante la riduzione degli investimenti, la produzione d'idrocarburi è cresciuta del 15% pari a circa 240 mila barili/giorno esclusivamente in modo organico e per il 2017 traguardiamo un livello produttivo in ulteriore crescita a 1,84 milioni di barili/giorno, record storico per Eni, con una ancora maggiore disciplina nello spending.

Anche nel 2016 Eni si conferma nell'esplorazione al top dell'industria con la scoperta di risorse aggiuntive di 1,1 miliardi, principalmente in Egitto. Le risorse esplorative scoperte negli ultimi tre anni ammontano quindi a 3,4 miliardi di boe al costo di 1 \$/boe. Dall'inizio del downturn petrolifero abbiamo ridefinito il ruolo dell'esplorazione sui temi "near-field" con l'obiettivo di assicurare immediato sostegno alle produzioni e rapidi ritorni economici. Con l'applicazione delle nostre tecnologie distintive in aree mature, in alcuni casi "relinquished" da altri operatori, abbiamo ottenuto gli straordinari successi a gas della Great Nooros area (tra il 2015 e il 2016) e di Zohr (2015) nell'offshore dell'Egitto e i ritrovamenti di petrolio del Blocco Marine XII in Congo (2014-2015). Grazie alla prossimità delle nostre infrastrutture, tutte queste scoperte sono caratterizzate da un eccellente time-to-market: Nooros ha raggiunto la produzione di regime a soli 13 mesi dalla scoperta, per il super giant Zohr prevediamo il first gas in meno di 30 mesi; Nenè Marine la prima delle scoperte del Congo ha ottenuto il first oil in poco meno di quindici mesi.

Questi risultati sono coerenti con la nostra priorità di convertire rapidamente i successi esplorativi in valore economico, avviando i progetti e nel contempo cedendone alcune quote in applicazione del "dual exploration model", che consente di anticipare la conversione delle risorse minerarie in flussi finanziari. La validità di tale modello è stata confermata dalla cessione del 40% della scoperta di Zohr con incassi attesi di circa €2 miliardi compreso il rimborso dei costi sostenuti da Eni nel 2016 e da rilevanti riduzioni nello spending per investimenti mantenendo un elevato tasso di crescita produttiva.

I contenuti costi unitari di scoperta del barile, l'approccio "design to cost" adottato nell'esplorazione che privilegia contesti semplici in prossimità di infrastrutture in produzione che permettono rapidità del time-to-market e sinergie nei costi, nonché l'efficienza nello sviluppo e nelle operations di giacimento sono i driver che ci hanno consentito negli ultimi tre anni di abbattere in maniera significativa il break-even dei progetti. Il nostro nuovo modello di sviluppo delle riserve prevede per un migliore time-to-market la forte integrazione tra le fasi esplorative e di avvio grazie alla leva tecnologica, l'approccio per fasi volto alla riduzione dei rischi tecnici ed economici, nonché l'insourcing e la solida supervisione di fasi critiche quali l'ingegneria di dettaglio, il commissioning e l'hook-up. Grazie ai successi esplorativi, ai progressi nello sviluppo e alla rapidità nelle decisioni finali d'investimento, in particolare nel febbraio 2016 quella del progetto Zohr, raggiungiamo nel 2016 un tasso di rimpiazzo delle riserve certe del 193%, outstanding nel settore, e una media nel triennio 2014-2016 del 150%. Anche considerando la cessione del 40% di Zohr, nel 2016 il tasso di rimpiazzo rimane robusto al 139% a conferma che il dual exploration model Eni non indebolisce i piani di crescita futuri. In un contesto europeo di consumi del gas stagnanti, attestati

82352/128



**Emma Marcegaglia**  
Presidente



**Claudio Descalzi**  
Amministratore Delegato

su livelli inferiori di 100 miliardi di metri cubi rispetto al livello pre-crisi, e di margini di raffinazione deboli, abbiamo sostanzialmente completato la ristrutturazione dei business R&M e Chimica e in G&P avviato tutte le azioni per conseguire il break-even strutturale dal 2017. Nel 2016 questi business hanno generato circa €3 miliardi di cassa operativa rispetto a un deficit di €0,4 miliardi nel 2013, garantendo l'autofinanziamento integrale degli investimenti ed attenuando l'effetto del calo del prezzo del petrolio. I driver del turnaround sono stati la rinegoziazione dei contratti gas, allineati per il 70% agli hub, le ottimizzazioni dell'assetto impiantistico, le azioni diffuse di efficienza, nonché il de-risking dell'esposizione alla volatilità dello scenario energetico attraverso le attività di trading e la riduzione del peso in portafoglio delle commodity di base a beneficio delle produzioni verdi e di quelle a maggior valore aggiunto.

Nel quadriennio 2013-2016 sono stati dismessi interest in asset esplorativi, le partecipazioni in Snam, Galp e altri asset non core ed è stata inoltre ridotta la partecipazione in Saipem, determinandone il deconsolidamento, con un contributo di cassa complessivo di €20 miliardi, inclusi gli effetti proforma dell'operazione Zohr. Inoltre il superamento del modello divisionale a favore di un nuovo modello completamente integrato ha consentito di ridurre i livelli decisionali e di generare un risparmio annuo strutturale nei costi generali pari a €770 milioni rispetto all'ipotesi del budget 2014. Complessivamente dal 2014 la riduzione dei capex (-37%), degli opex (-25%), dei costi G&A (-37%) unita alla crescita della produzione del 15% rispetto al 2013 e agli effetti del processo di ristrutturazione dei business mid-downstream hanno permesso a Eni di ridurre il prezzo del barile necessario per autofinanziare gli investimenti tecnici dai 127 dollari/barile del 2013 a meno di 50 dollari correnti, generando nel triennio 2014-2016 un livello di cash flow

(circa €35 miliardi) sostanzialmente allineato a quello registrato nel periodo 2011-2013 (€37 miliardi), malgrado il crollo di oltre il 50% del prezzo del barile.

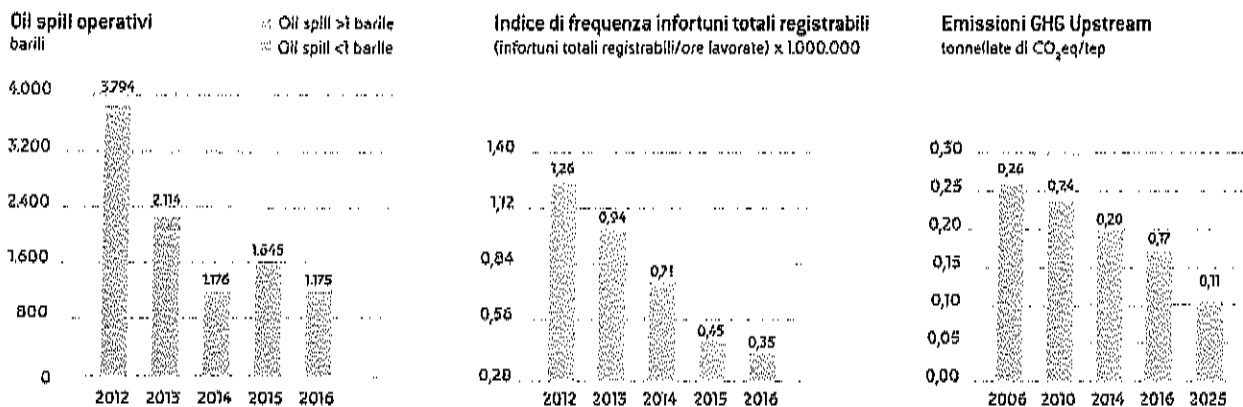
A fine 2016, il leverage è allo 0,28, inferiore al livello soglia identificato dal management di 0,3 e si riduce ulteriormente di 4 punti includendo gli effetti proforma dell'operazione Zohr. Nel 2016 il controllo del leverage ha fatto leva sul robusto cash flow della gestione di €7,7 miliardi e sulle dismissioni, in particolare il closing dell'operazione Saipem con un cash-in di €5,2 miliardi, determinando, dopo il finanziamento dei capex di €9,2 miliardi e il pagamento di dividendi di €2,88 miliardi, una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di circa €2 miliardi. Al netto dell'effetto Val d'Agri sul cash flow (€0,2 miliardi), della riclassifica di €0,3 miliardi di crediti da investimento a commerciali e includendo gli effetti proforma dell'operazione Zohr sul circolante (+€0,11 miliardi), il cash flow si ridetermina in €8,3 miliardi consentendo di autofinanziare circa il 95% degli investimenti 2016 ridotti da €9,2 a €8,7 miliardi se considerati al netto di quelli oggetto di rimborso per effetto della cessione del 40% di Zohr (€0,5 miliardi), nonostante la debolezza del prezzo del petrolio.

La performance di Eni in tema di corporate social responsibility è stata all'altezza degli eccellenti risultati industriali e finanziari. Eccellenza nella conduzione delle operations, la costante attenzione alla salute e alla sicurezza delle persone che lavorano in Eni, allo sviluppo delle local communities, al clima e all'ambiente nonché la gestione dei rischi di giacimento sono elementi distintivi del nostro modello di business. Tra le milestone del 2016 evidenziamo l'accordo di Gela, che dimostra la nostra capacità nel coniugare iniziative d'impresa economicamente sostenibili con lo sviluppo delle comunità locali e la salvaguardia dell'ambiente, e il continuo progresso nelle performance HSE che vedono Eni al top dell'industria.

82352/1029

Nella sicurezza sul lavoro continuiamo a registrare eccellenti performance: l'indice Total Recordable Injury Rate (0,35) è stato ridotto del 21% rispetto al 2015 a dimostrazione della serietà del nostro impegno verso l'obiettivo "zero infortuni". Le emissioni di gas serra si sono ulteriormente ridotte in termini assoluti del 3,5% rispetto al 2015 e in modo più significativo quelle derivati dalle attività upstream. Infatti le emissioni per unità di produzione si sono ridotte del 9% in linea con il target di riduzione del 43% al 2025 rispetto al 2014,

conseguibile grazie ai progetti già identificati di flaring down, alla riduzione delle emissioni fuggitive e agli interventi di efficienza energetica. Rispetto al 2015 i consumi di acqua dolce si sono ridotti del 17,5% e le attività di prevenzione degli oil spill hanno consentito una buona performance sia rispetto agli sversamenti operativi (-29,1%) che agli atti di sabotaggio (-69,8%). Inoltre continua il nostro track record di assenza di blow out e di incidenti di pozzo che è giunto al tredicesimo anno consecutivo.



Guardando al futuro in termini di scenario prevediamo il graduale riassorbimento dell'eccesso di offerta petrolifera e il recupero del prezzo del barile di lungo termine a 70 dollari, sostenuti dal recente accordo OPEC e dalla cooperazione di alcuni Paesi non OPEC. Sul futuro del settore energetico rileverà altresì la capacità di risposta delle oil major alla non più differibile necessità di ridurre le emissioni di GHG in atmosfera.

Pertanto, la strategia Eni è stata declinata considerando due orizzonti temporali: i) il breve-medio termine, nel quale prevediamo un robusto recupero nella redditività e nella generazione di cassa in funzione del consolidamento dei risultati conseguiti nel triennio e delle azioni definite nel piano; ii) il lungo termine, nel quale il modello di business di Eni risulterà adeguato allo scenario di decarbonizzazione sancito dall'accordo di Parigi. L'effetto delle azioni già intraprese e pianificate per il breve-medio termine finalizzate a ridurre il carbon footprint delle operazioni e lo sviluppo nel settore delle energie rinnovabili garantiscono la sostenibilità di Eni nello scenario attuale, come confermata dai riconoscimenti di istituti indipendenti conseguiti nel 2016, tra cui l'inclusione nella A list del CDP, unica tra le major.

Nel quadriennio 2017-2020 pianifichiamo investimenti per €31,6 miliardi al netto dei rimborsi associati con le operazioni di dismissione nell'ambito della strategia del Dual Exploration Model, con una riduzione dell'8% rispetto al piano precedente, focalizzata per l'86% nella E&P. Il contenimento dello spending riflette la selettività nelle decisioni di spesa e la maggiore ampiezza della manovra di portafoglio.

Nonostante la riduzione degli investimenti, il tasso di crescita

della produzione d'idrocarburi nell'orizzonte di piano è pari al 3% in media annua post cessioni, in aumento rispetto al corrispondente dato del piano precedente (2,3%). Le produzioni saranno sostenute dagli avvii pianificati nel quadriennio – in particolare Zohr in Egitto, OCTP in Ghana, Jangrik in Indonesia, l'East Hub del Blocco 15/06 in Angola già avviato lo scorso 8 febbraio con cinque mesi di anticipo sulle previsioni e vari upgrading in aree core – e dall'entrata a regime di quelli avviati nel 2016 che, unitamente all'ottimizzazione della produzione, forniranno nel 2020 un contributo incrementale di circa 850 mila barili/giorno.

L'esplorazione proseguirà in ambiti near-field e nell'appraisal delle scoperte più importanti, ferma restando l'esposizione a temi convenzionali a elevata equity/materialità per l'implementazione del Dual Exploration Model. L'obiettivo di piano è scoprire 2-3 miliardi di nuove risorse.

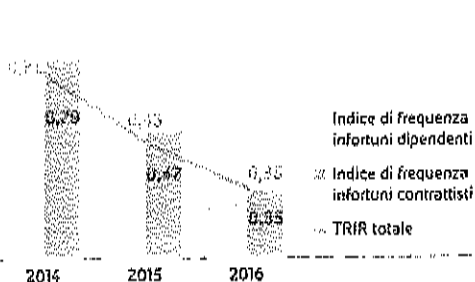
Le azioni del settore E&P definite nel piano, unitamente al controllo degli opex e all'ottimizzazione dell'esposizione vs i partner di Stato, sono finalizzate alla crescita profittabile grazie all'entrata in produzione di progetti di elevata qualità e alla massimizzazione della generazione di cassa.

Nel settore G&P, dove lo scenario rimane complesso, la redditività e la generazione di cassa saranno sostenute da un nuovo round di rinegoziazione dei contratti long-term, dalla riduzione dei costi di logistica, dalla valorizzazione dei segmenti a valore aggiunto (GNL, trading e retail gas). L'obiettivo è ottenere il break-even strutturale dal 2017 generando un cash flow operativo cumulato nel quadriennio 2017-2020 di circa €2,6 miliardi.

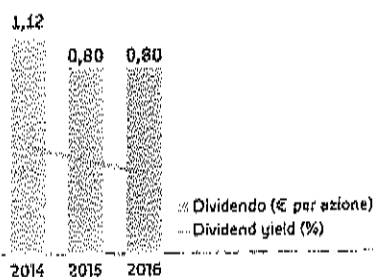
In R&M ci attendiamo di completare l'ottimizzazione dell'as-

82352/430

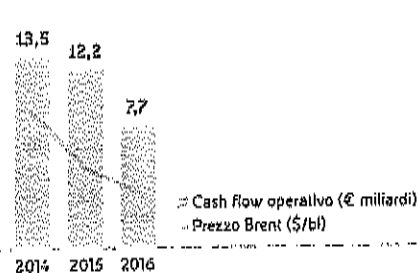
**TRIR - Indice di frequenza infortuni totali registrabili**  
(infortuni registrabili/ore lavorate) x1.000.000



**Dividendo e dividend yield**



**Cash flow operativo**



**Progetti E&P** Prosegue la realizzazione dei progetti di sviluppo previsti in avvio nel 2017 (Jangkrak - Indonesia, OCTP oil - Ghana e Zohr - Egitto). Il progetto East Hub in Angola è già stato avviato lo scorso febbraio con 5 mesi di anticipo rispetto alle previsioni. Questi progetti, unitamente al ramp-up di Kashagan e Goliat, assicureranno un solido contributo alla crescita della generazione di cassa 2017 e anni successivi.

In tre anni ridotto in misura significativa il break-even del portafoglio progetti grazie alla strategia esplorativa, guidata dall'obiettivo di ottimizzazione dei costi nel convertire le risorse in produzioni, all'efficacia del modello di sviluppo e alla riduzione dei costi operativi.

**Goliat** Start-up produttivo del giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Conseguito il target produttivo di 100 mila boe/giorno (65 mila in quota Eni).

**Kashagan** Riavviato il giacimento Kashagan dopo il completamento delle operazioni di sostituzione delle pipeline danneggiate. La capacità produttiva è prevista raggiungere il livello di 370 mila barili/giorno entro il 2017.

**Nooros** La produzione del progetto Nooros in Egitto ha raggiunto 85,5 mila boe/giorno in quota Eni, risultato record conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta avvenuta a luglio 2015 e in anticipo rispetto alle previsioni. Con la perforazione di ulteriori pozzi di sviluppo, si prevede che il campo possa raggiungere la capacità produttiva massima di circa 160 mila boe/giorno nel corso del 2017. Nooros è un importante successo della strategia esplorativa near-field di Eni, finalizzata all'incremento della base riserve in prossimità di infrastrutture esistenti.

**Zohr** Sanzionato dalle Autorità egiziane lo sviluppo di Zohr con avvio atteso entro la fine del 2017. Eseguite con successo prove di produzione e pozzi di delineazione che confermano il potenziale dell'area.

**Mozambico** Prima fase dello sviluppo di Coral approvata da parte delle autorità del Mozambico per la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas. I partner dell'Area 4 (Eni East Africa, joint operation tra Eni e CNPC, Galp, Kogas e ENH) e BP hanno firmato l'accordo vincolante per la fornitura ventennale di circa 3,3 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi), che sarà prodotto dall'impianto galleggiante Coral South.

Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto della partecipazione del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori.

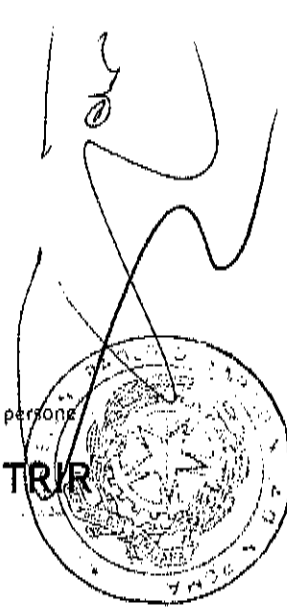
**Sicurezza delle persone** Nel 2016 è stata avviata la nuova fase del programma di comunicazione e formazione "Eni in Safety" con l'obiettivo di diffondere a tutti i livelli aziendali le lesson learnt connesse a near miss ed incidenti. L'iniziativa e gli altri investimenti nel campo della sicurezza hanno consentito di registrare una riduzione del 21% del total recordable injury rate della forza lavoro (-11% per i dipendenti e -25% per i contrattisti), confermando il trend di miglioramento degli ultimi anni.

Sviluppo giacimenti  
Start-up pianificati, ramp-up  
2016 e ottimizzazioni produttive

circa **850**  
mila boe/g nel 2020

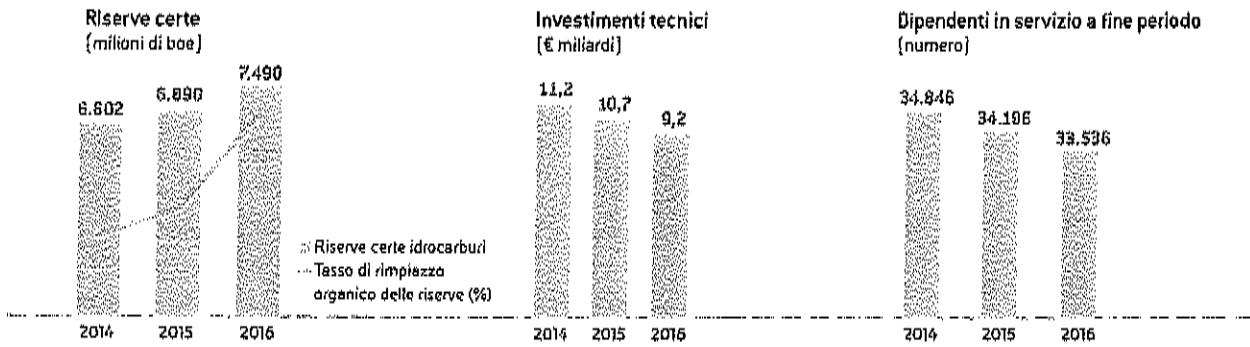
Sicurezza delle persone

**-21% TRIR**



me

82352 / u31



Decarbonizzazione  
Avvio progetto Italia con  
**220 MWp**  
al 2022 di capacità installata

Emissioni GHG  
**-9% GHG**  
per unità di produzione  
**-43%** vs 2014  
target al 2025

**Strategia di decarbonizzazione** L'impegno Eni nella lotta ai cambiamenti climatici è stato riconosciuto da CDP - Carbon Disclosure Project- nell'ambito della valutazione annuale che ha permesso ad Eni, unica tra le major Oil & Gas, l'inclusione nella Climate A List 2016, delle compagnie che si distinguono in tale campo. La strategia di decarbonizzazione è anche rafforzata nell'ambito della Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), di cui Eni è membro, da un investimento di un miliardo di dollari nel corso dei prossimi 10 anni, per sviluppare e accelerare la diffusione commerciale di tecnologie innovative a basse emissioni. La strategia di Eni per il cambiamento climatico ha avuto il riconoscimento della Transition Pathway Initiative (TPI). Promossa da tredici investitori internazionali di primaria importanza perché siano incorporate le questioni poste dal cambiamento climatico nelle decisioni di investimento delle imprese quotate in borsa, la TPI ha assegnato ad Eni il massimo livello. Inoltre, Eni è stata confermata per il decimo anno consecutivo nell'indice FTSE4Good.

**Energie rinnovabili** Definiti progetti per la produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia e nei Paesi di presenza. Il "Progetto Italia" ha come obiettivo la realizzazione di progetti nell'ambito delle rinnovabili (produzione di energia da destinare prevalentemente all'autoconsumo) utilizzando aree industriali di proprietà per una capacità complessiva prevista di circa 220 MWp. All'estero, Eni ha siglato accordi per lo sviluppo di nuovi progetti per la produzione di energia rinnovabile prevalentemente da fotovoltaico in Algeria, Tunisia e Ghana.

**Emissioni GHG** Le emissioni di GHG del 2016 sono diminuite del 3,5% rispetto al 2015 grazie alle minori emissioni da combustione (-0,9 milioni di tonnellate), al contenimento delle emissioni di metano (-0,3 milioni di tonnellate) conseguito grazie alle campagne sulle emissioni fuggitive e ai progetti di efficienza energetica. L'indice di emissione rispetto alla produzione del settore upstream è migliorato del 9%.

**Oil spill operativi** I barili sversati a seguito di oil spill operativi (maggiori di un barile), riconducibili per l'88% al settore E&P, sono diminuiti del 29% rispetto al 2015; il settore R&M e Chimica evidenzia un significativo miglioramento (-69%, 134 barili sversati rispetto a 427 del 2015). In Nigeria è in corso un piano di sostituzione dei gusci posizionati sui fori da effrazioni che costituiscono un potenziale punto debole.

**Gela** È proseguito nel 2016 l'impegno di Eni sulle attività previste nel Protocollo d'intesa del 2014 nel rispetto degli accordi presi con il Ministero dello Sviluppo Economico ed altre Autorità competenti. Nel mese di aprile con l'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle Autorità è stato avviato il cantiere del progetto Green Refinery, uno degli assi portanti del Protocollo. Quello di Gela è il primo progetto trasversale e integrato che Eni mette in campo in Italia per costruire con il territorio un nuovo programma industriale.

**Protocollo d'intesa alternanza scuola-lavoro** Nel 2016 Eni ha siglato un protocollo d'intesa con i Ministeri dell'Istruzione e del Lavoro per la realizzazione di una serie di iniziative rivolte a studenti italiani delle scuole secondarie superiori, al fine di promuovere la piena integrazione tra impresa e istituzioni scolastiche. Il protocollo è strutturato sui due istituti dell'Alternanza Scuola - Lavoro e dell'Apprendistato di Primo Livello.

me



82352 2/432

setto impiantistico e le riconversioni green con l'avvio di Gela, migliorare ulteriormente l'efficienza nella logistica e valorizzare la capacità di conversione con l'obiettivo di ridurre il margine di break-even a circa 3 \$/barile entro il 2018. Nel marketing il consolidamento della redditività farà leva sull'innovazione di prodotto e di servizio, la qualità dell'offerta e l'efficienza. Confermiamo il target di cash flow operativo cumulato nel prossimo quadriennio di €3,3 miliardi nonostante uno scenario di raffinazione più debole del piano precedente.

Nella Chimica intendiamo sviluppare i prodotti a elevato valore aggiunto (specialties e green chemistry) e la presenza internazionale di Versalis con lo start-up produttivo delle joint venture in Asia e l'ingresso in nuovi mercati utilizzando la leva tecnologica. L'obiettivo è stabilizzare la redditività del business garantendo, in termini di cassa, la copertura integrale degli investimenti.

Nel complesso le azioni definite nel piano grazie ai risultati raggiunti nel triennio 2014-2016 assicureranno una forte generazione di cassa e la conferma dei nostri target di prezzo del barile ai fini della cash neutrality per la copertura sia degli investimenti sia del base dividend: nel 2017, pari a circa 60 dollari al barile e, nel triennio 2018-20 <60 dollari. L'esecuzione di un robusto piano di dismissioni da €5-7 miliardi, esclusa l'operazione Zohr già definita nel 2016, concentrato nell'anno di budget relativo principalmente alla diluizione dei nostri interest in asset esplorativi renderà disponibili ulteriori risorse finanziarie.

Oltre l'orizzonte di piano, Eni riconosce che la principale sfida del settore energetico è il bilanciamento tra la massimizzazione dell'accesso all'energia e la lotta al cambiamento climatico che comporta necessariamente la modifica del mix energetico, riducendo il footprint di carbonio. La risposta Eni a questa sfida è la propria strategia integrata in grado di coniugare solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale articolata su: i) il modello di cooperazione e sviluppo in rapporto ai Paesi in cui opera che vede Eni impegnata nella produzione di energia per il mercato domestico, nella diffusione dell'accesso all'energia e nella diversificazione del mix energetico; ii) il modello operativo in grado di minimizzare i rischi e gli impatti sociali e ambientali delle attività; in particolare in tema di emissioni Eni ha ridotto in

dieci anni del 75% il gas flaring delle proprie attività E&P e punta all'azzeramento entro il 2025; iii) una strategia chiara e definita di decarbonizzazione. Tale strategia prevede l'abbattimento delle emissioni di gas serra nelle proprie operations, con l'obiettivo di un taglio del 43% delle emissioni per unità di produzione entro il 2025; il mantenimento di un portafoglio di progetti a ridotto potenziale di emissioni di CO<sub>2</sub>, in particolare il 58% del portafoglio Eni è rappresentato da progetti legati al gas, e la promozione dell'utilizzo del gas come fonte di transizione per la generazione elettrica e di alimentazione per il trasporto; nonché lo sviluppo delle fonti rinnovabili nei Paesi in cui Eni opera. Nel piano 2017-2020 sono previsti investimenti nelle rinnovabili, in particolare il fotovoltaico, di oltre €0,55 miliardi con l'obiettivo di una potenza installata nel 2020 di 463 MWp in Italia e in altri Paesi partner. Considerata l'incidenza del gas nel portafoglio riserve Eni e la riduzione del break-even dei progetti di sviluppo, riteniamo che anche adottando scenari severi di pricing delle emissioni di GHG la Compagnia non sia esposta al rischio di riserve stranded. In definitiva crediamo che la Compagnia abbia conquistato un solido posizionamento competitivo grazie alle competenze e ai successi dell'esplorazione, alla riduzione del full-cycle cost del barile prodotto compatibile con scenari depressi, alla sostenibilità del business mid e downstream e, nel lungo termine, alla capacità di adattamento alla decarbonizzazione.

Al termine del nostro mandato vi consegnamo una Società rinnovata nelle strategie, più efficiente ed in grado di generare stabilmente valore nel nuovo scenario dell'energia che si sta delineando. Su queste basi il Consiglio formulerà all'Assemblea dei Soci la proposta per un dividendo di €0,8 per azione di cui €0,4 già distribuiti a settembre come acconto e confermiamo per il futuro, confortati dai risultati conseguiti, la nostra remuneration policy crescente in funzione dell'atteso miglioramento dello scenario e degli utili.

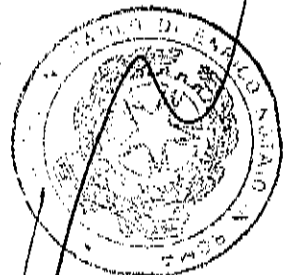
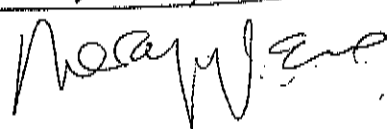
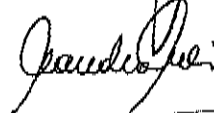
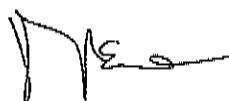
Questi obiettivi e questi risultati non sarebbero stati raggiunti senza l'impegno, la dedizione e la flessibilità che le donne e gli uomini di Eni hanno assicurato in questo triennio nel corso del quale la Società ha affrontato e vinto grandi sfide assicurandosi la prospettiva di un futuro di crescita.

28 febbraio 2017

per il Consiglio di Amministrazione

Emma Marcegaglia  
La Presidente

Claudio Descalzi  
L'Amministratore Delegato



# Profilo dell'anno

82352/433

## Successi esplorativi

**3,4 mld boe**

di risorse scoperte nel triennio  
2014-2016

**Esplorazione:** Prosegue la serie record di successi nell'esplorazione: scoperte risorse per 1,1 miliardi di boe nel 2016 a un costo di esplorazione unitario di 0,6 \$/boe. Le risorse esplorative scoperte negli ultimi 3 anni ammontano quindi a 3,4 miliardi di boe per un costo unitario di 1 \$/boe. Previste nel prossimo futuro attività esplorative in nuove promettenti licenze. Ceduto il 40% di Zohr, confermando la validità del "dual exploration model".

## Riserve certe di idrocarburi

**7,5 mld boe**

a fine anno con tasso  
di rimpiazzo del 193%

**Ricostituzione riserve:** Sale al 193% il tasso di rimpiazzo organico delle riserve nel 2016, record storico per la società; al 150% la media triennale. Il tasso di rimpiazzo rimane eccellente, pari al 139%, anche considerando pro-forma la cessione del 40% di Zohr. Le riserve certe a fine anno si attestano a 7,49 miliardi di boe; la vita residua è di 11,6 anni (10,7 anni nel 2015).

**Cash flow:** Flusso di cassa operativo normalizzato ad anno intero pari a €8,3 miliardi<sup>1</sup> in grado di autofinanziare oltre il 90% dei capex 2016 ridotti da €9,2 miliardi a €8,7 miliardi se considerati al netto di quelli oggetto di rimborso per effetto della cessione di Zohr (€0,5 miliardi). I business mid e downstream hanno ottenuto una generazione di cassa positiva.

**Ottimizzazione capex:** Migliorate le prospettive di crescita organica della produzione per i prossimi 4 anni pur avendo ridotto del 19% i capex 2016 vs. 2015.

**Efficienza E&P:** Oltre le aspettative: costi operativi unitari ridotti a 6,2 \$/boe rispetto a 7,2 \$/boe nel 2015.

## Ottimizzazione dei costi

**-19%**

Capex a cambi costanti

**-€0,8 mld**

G&A

**Leverage:** Dopo circa due anni di downturn del prezzo dell'olio, il Gruppo ha mantenuto una solida struttura finanziaria con un leverage a fine 2016 di 0,28, inferiore al ceiling di 0,3 fissato dal management, grazie all'eccellente cash flow operativo, al contenimento dei capex e ai proventi del piano di dismissioni.

**Dismissioni:** Dismissioni nell'anno per €2,6 miliardi, pari a circa il 40% dell'obiettivo annunciato nel marzo 2016 per gli anni 2016-2019 (€7 miliardi).

**Risultati adjusted:** Utile operativo adjusted: €2,32 miliardi, in riduzione di €2,2 miliardi (-48%) dovuta per €3,3 miliardi alla flessione dello scenario prezzi delle commodity e per €0,6 miliardi al fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri e ai minori proventi non ricorrenti in G&P. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1,7 miliardi.

Risultato netto adjusted: -€0,34 miliardi.

**Dividendo:** I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €0,8 per azione di cui €0,4 già pagati in acconto a settembre 2016. Confermata per il futuro la remunerazione policy crescente in funzione dell'atteso miglioramento dello scenario e degli utili.

## Piano di dismissioni

**€2,6 mld**

~40% del piano 2016-2019

**Produzione di idrocarburi:** Produzione 2016: 1,76 milioni di boe/giorno in linea con il 2015 come da guidance, nonostante il fermo in Val d'Agri. Nel 2017 Eni continuerà a crescere, raggiungendo una produzione record di 1,84 milioni di boe/giorno (+4,5%) grazie allo sviluppo dei progetti in portafoglio.

(1) Dato normalizzato che esclude gli effetti della formata di Val d'Agri di €0,2 miliardi e la riclassifica di crediti da investimento a commerciali per €0,3 miliardi e includendo gli effetti pro-forma sul circolante dell'operazione Zohr (€0,1 miliardi).

*Ne*

82352/436

Principali dati economici e finanziari<sup>(1)(\*)</sup>

	2014	2015	2016
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni) 98.218	72.286	55.762
Utile (perdita) operativo	8.965	(3.076)	2.157
Utile (perdita) operativo adjusted <sup>(b)</sup>	11.223	4.486	2.315
Utile (perdita) netto adjusted <sup>(a)(b)</sup>	3.723	803	(340)
Utile (perdita) netto <sup>(d)</sup>	1.720	(7.952)	(1.051)
Utile (perdita) netto - discontinued operations <sup>(d)</sup>	(417)	(826)	(419)
Utile (perdita) netto di Gruppo <sup>(b)</sup> (continuing e discontinued operations)	1.303	(8.778)	(1.464)
Utile (perdita) complessivo <sup>(d)</sup>	6.017	(3.416)	019
Flusso di cassa netto da attività operativa <sup>(b)</sup>	13.544	12.155	7.673
Investimenti tecnici	11.178	10.741	9.180
di cui: ricerca esplorativa	1.030	566	417
sviluppo riserve di idrocarburi	9.021	9.341	7.770
Dividendi per esercizio di competenza <sup>(d)</sup>	4.037	2.880	2.081
Dividendi pagati nell'esercizio	4.006	3.457	2.881
Totale attività a fine periodo	150.366	139.001	124.545
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo	65.641	57.409	53.086
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	13.685	16.871	14.776
Capitale investito netto a fine periodo	79.326	74.280	67.862
di cui: Exploration & Production	51.061	53.968	57.910
Gas & Power	9.031	5.803	4.100
Refining & Marketing e Chimica	9.711	6.986	6.901
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€) 14,5	13,8	15,5
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni) 3.610,4	3.601,1	3.601,1
Capitalizzazione di borsa <sup>(d)</sup>	(€ miliardi) 52	50	56

[\*] Da continuing operations. I risultati del settore Saipem, oggetto di deconsolidamento nel gennaio 2016 a seguito della perdita del controllo, sono stati rilevati nei periodi di confronto come discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS5.

[\*\*] Dal 1° gennaio 2016 Eni ha modificato, su base volontaria, il criterio di valutazione dei costi relativi all'attività esplorativa adottando il metodo dello "sforzo coronato da successo" - Successful Effort Method (SEM). I dati dei periodi di confronto sono stati coerentemente riepilogati. La modifica ha comportato in particolare un incremento dei saldi iniziali 1.01.2014 delle voci immobili, impianti e macchinari di €3.524 milioni; delle attività immateriali di €860 milioni e del patrimonio netto Eni di €3.001 milioni. Altre variazioni hanno riguardato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite e altre voci minori. Con riferimento all'esercizio 2015, l'adozione del SEM ha comportato un peggioramento dell'utile operativo reported di €815 milioni. Maggiori informazioni sono fornite nelle note al bilancio consolidato 2016.

[a] Di competenza Eni.

[b] Misure di risultato non-GAAP. I dati di confronto sono elaborati su base stand-alone cioè escludono del tutto e non limitatamente ai rapporti con terzi, il contributo di Saipem alle continuing operations, assumendo pertanto il deconsolidamento della stessa.

[c] L'importo 2016 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

## Principali indicatori reddituali e finanziari

	2014	2015	2016
Utile (perdita) netto - continuing operations			
- per azione <sup>(a)</sup>	(€) 0,48	(2,21)	(0,29)
- per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	1,27	(4,90)
Utile (perdita) netto adjusted - continuing operations			
- per azione <sup>(a)</sup>	(€) 1,16	0,37	(0,09)
- per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	3,08	0,82
Cash flow - continuing operations			
- per azione <sup>(a)</sup>	(€) 4,01	3,58	2,78
- per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	10,66	7,94
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	5,8	1,8
Leverage		21	28
Coverage		7,7	(2,4)
Current ratio		1,5	1,4
Debt coverage		105,7	76,3
Dividendo di competenza	(€ per azione)	1,12	0,80
Total Share Return (TSR)	(%)	(11,9)	1,1
Pay-out	(%)	31,0	(33)
Dividend yield <sup>(c)</sup>	(%)	7,6	5,7

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

[b] Un ADR rappresenta due azioni.

[c] Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

Mike

82352/435

Principali indicatori di performance<sup>(a)</sup>

		2014	2015	2016
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	34.846	34.196	33.536
di cui: donne		8.076	7.960	7.700
all'estero		13.639	13.316	12.626
Dipendenti all'estero locali	(%)	86	85	85
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	23	24	24
Pay gap (donne vs uomini)	(%)	97	97	97
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,71	0,45	0,35
di cui: dipendenti		0,56	0,41	0,36
contrattisti		0,79	0,47	0,35
Fatality index (dipendenti e contrattisti)	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,03	1,46	0,72
Near miss <sup>(b)</sup>	(numero)	1.729	1.489	1.644
Spese in formazione	(€ milioni)	39,1	29,1	26,6
Ore di formazione	(migliaia di ore)	1.213	1.099	939
di cui: e-learning		120	183	197
Volumi totali Oil spill (>1 barile)	(barili)	15.562	16.481	5.648
di cui: da atti di sabotaggio e terrorismo operativi		14.401	14.847	4.489
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	42,02	41,56	40,10
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da combustione e da processo		30,92	31,49	30,60
CO <sub>2</sub> equivalente da flaring		5,73	5,51	5,40
CO <sub>2</sub> equivalente da metano incombusto e da emissioni fuggitive		3,48	2,77	2,42
CO <sub>2</sub> equivalente da venting		1,89	1,80	1,67
Prelevi idrici totali	(milioni di metri cubi)	1.874	1.805	1.851
di cui: acqua di mare		1.704	1.634	1.710
acqua dolce		160	157	130
acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		10	13	12
Spese in R&S <sup>(c)</sup>	(€ milioni)	174	176	161
di cui: new energy				51
Domanda di primo deposito brevettuale	(numero)	64	33	40
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		29	16	12
Fornitori utilizzati	(numero)	13.145	11.380	10.041
Procurato totale	(€ milioni)	24.068	20.350	13.249
di cui: locale		15.183	13.412	10.390
Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment)	(€ milioni)	65	75	67

## Exploration &amp; Production

Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.777	12.821	12.484
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,56	0,34	0,34
di cui: dipendenti		0,20	0,22	0,34
contrattisti		0,68	0,39	0,34
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.602	6.890	7.490
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	11,3	10,7	11,6
Produzione di idrocarburi <sup>(d)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	1.598	1.760	1.759
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve		112	148	193
Profit per boe <sup>(e)</sup>	(\$/boe)	14,5	7,4	2,7
Opex per boe		8,4	7,2	6,2
Cash flow per boe		30,1	20,9	12,9
Finding & Development cost per boe <sup>(f)</sup>		21,5	19,3	13,2
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	23,4	22,8	20,4
Emissioni di CO <sub>2</sub> eq/produzione lorda di idrocarburi [100% operata] <sup>(g)</sup>	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq/tep)	0,201	0,182	0,166
% di acqua di formazione reiniettata	(%)	56	56	58
Volume di idrocarburi inviato a flaring	(milioni di metri cubi)	1.767	1.989	1.950
di cui: di processo		1.678	1.564	1.530
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	936	1.177	1.025
Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment)	(€ milioni)	63	72	63

(a) Relativi alle continuing operations.

(b) Eventi incidentali non trasformati in danni o infortuni.

(c) Al netto dei costi generali e amministrativi.

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

(e) Relativo alle società consolidate.

(f) Media triennale.

(g) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 122 mln di tep, 125 mln di tep e 117 mln di tep, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014.

Me

82352/136

Principali Indicatori di performance <sup>(h)</sup>		2014	2015	2016
<b>Gas &amp; Power</b>				
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.561	4.484	4.261
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,82	0,89	0,28
<i>di cui: dipendenti</i>		0,87	0,91	0,27
<i>contrattisti</i>		0,70	0,81	0,31
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	89,17	90,88	88,93
<i>In Italia</i>		34,04	38,44	38,43
<i>internazionali</i>		55,13	52,44	50,50
Clienti in Italia	(milioni)	7,9	7,9	7,8
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	10,12	10,57	11,22
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente (EniPower)	(gCO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>eq</sub> )	409	409	398
Capacità installata centrali elettriche	(GW)	5,3	4,9	4,7
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	19,55	20,69	21,78
Vendite di energia elettrica		33,58	34,88	37,05
Grado soddisfazione clienti <sup>(i)</sup>	(scala da 0 a 100)	81,4	85,6	86,2

<b>Refining &amp; Marketing e Chimica</b>				
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.884	10.995	10.858
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,51	1,07	0,38
<i>di cui: dipendenti</i>		1,60	0,97	0,44
<i>contrattisti</i>		1,40	1,17	0,32
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	225	427	134
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	8,45	8,19	8,50
Emissioni SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> eq)	6,84	6,17	4,35
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	25,03	26,41	24,52
Quota di mercato rete in Italia	(%)	25,5	24,5	24,3
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	9,21	8,89	8,58
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	6.220	5.846	5.622
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.725	1.754	1.742
Capacità bilanciata delle raffinerie	(mglbb/g)	617	548	548
Capacità delle bioraffinerie	(migliaia di tonnellate/anno)	360	360	360
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	105	179	191
Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati (raffinerie tradizionali) <sup>(j)</sup>	(tonnellate CO <sub>2</sub> eq/kt)	287	237	272
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.283	5.700	5.646
Vendite di prodotti petrolchimici		3.463	3.801	3.758
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	71	73	72

(h) Valutazione media data dai risultati ottenuti dalle interviste ai clienti sulle performance relative a chiarezza, cortesia e attesa.

(i) Nel 2014: Livorno, Sannazzaro, Taranto, Gela; del 2015: Livorno, Sannazzaro e Taranto.



Handwritten signature or initials at the bottom right of the page.

# Materialità e stakeholder engagement

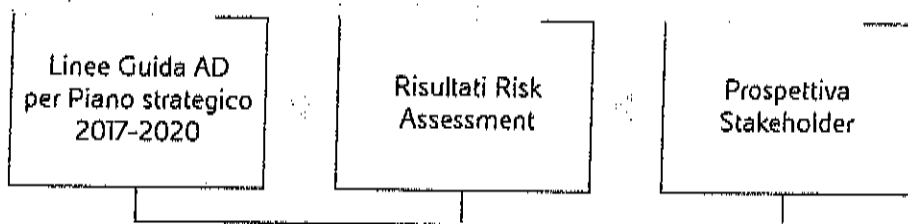
82352/437

## Processo di determinazione della materialità per Eni

La materialità è il risultato del processo di identificazione, valutazione e prioritizzazione dei temi rilevanti di sostenibilità che influiscono sulla capacità dell'azienda di creare valore nel breve, medio e lungo termine.

Il processo di materialità si basa sull'analisi di 3 direttrici:

- le Linee Guida dell'Amministratore Delegato per la stesura del Piano strategico quadriennale;
- i potenziali rischi ESG individuati dall'analisi di risk assessment interna;
- la valutazione delle principali istanze sollevate dagli stakeholder sui temi di sostenibilità.



La combinazione dei risultati delle tre valutazioni precedenti consente l'identificazione dei seguenti temi prioritari per il 2016:

- integrità nella gestione del business (trasparenza, anticorruzione);
- sicurezza delle persone e asset integrity;
- diritti umani e pari opportunità per tutte le persone;
- contrasto al cambiamento climatico (riduzione delle emissioni GHG, efficienza energetica, rinnovabili) e riduzione degli impatti ambientali (tutela della risorsa idrica, biodiversità, oil spill);
- sviluppo locale/local content;
- innovazione tecnologica.

## Attività di stakeholder engagement

### Persone di Eni

Survey sul clima estesa a tutta l'azienda e avvio di un coerente piano di comunicazione e di miglioramento costantemente monitorato. Programmi di formazione e training on the job. Iniziative di Welfare aziendale. Valorizzazione delle eccellenze e competenze interne tramite lo sviluppo della Faculty Eni e il racconto dell'esperienza diretta delle persone Eni. Piani di comunicazione espressi attraverso la intranet aziendale, eventi interni e il blog dell'AD. Dialogo con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) sulle politiche Eni e con l'Osservatorio Europeo per la sicurezza e salute dei lavoratori. Rinnovo di due Accordi quadro con i sindacati italiani ("Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa" e "Osservatorio Europeo per la Salute, la Sicurezza e l'Ambiente con le Organizzazioni Sindacali").

### Fornitori

Attività di market intelligence, qualifica, gestione e sviluppo della supply chain, con verifica e monitoraggio delle competenze dei fornitori su aspetti economico-finanziari, tecnici, organizzativi e di sostenibilità, di compliance dei sistemi di gestione HSE e qualità. Supporto allo sviluppo delle competenze dei fornitori in relazione alle carenze emerse in sede di assessment.

*Handwritten signature*

82352/638

**Università e centri di ricerca**

Rinnovo [4 anni] dell'accordo Eni-MIT. Rinnovo [3 anni] dell'accordo con il Politecnico di Torino. Firmato accordo con INSTM [Consorzio Interuniversitario Nazionale per la Scienza e Tecnologia dei Materiali].

**Comunità finanziaria**

Presentazione del piano strategico a Londra e Milano e Road Show in Europa, Nord America e Asia. Conference call sui risultati trimestrali. Partecipazione a conference tematiche organizzate dai brokers. Investor Day a New York. Presentazione Environment Social Governance a Parigi. Corporate Governance Road Show. Ingaggio con investitori e Proxy Advisors in relazione all'Assemblea degli azionisti.

**Comunità locali**

Emissione dell'allegato C "Grievance mechanism" all'MSG "Impresa responsabile e sostenibile". Sviluppo del sistema locale di gestione della sostenibilità in 5 Paesi: Regno Unito, Venezuela, Turkmenistan, Algeria, Iraq. Attività di consultazione delle comunità locali nell'ambito del resettlement e livelihood restoration in Mozambico, Kazakhstan e Ghana. Consultazioni pubbliche nei processi di permitting in Myanmar, Mozambico, Ghana, Egitto. Tavoli di lavoro per progettazione, gestione e realizzazione dei progetti sociali (es.: comitati di settore in Pakistan, comitati tecnici e di gestione del progetto Hinda in Congo, comitati locali in Ecuador, comitati per lo sviluppo del Green River Project in Nigeria). Diffusione del Rapporto Locale di Sostenibilità a Gela. Promozione di workshop informativi in Basilicata su temi di interesse del territorio e sui progetti nell'area educazione.

**Istituzioni nazionali, europee, internazionali**

Partecipazioni alle principali occasioni di confronto multistakeholder promosse dal Governo Italiano (MAECI, MSE, CIDI) su diritti umani e contrasto alla corruzione. Incontri periodici con rappresentanti politici e istituzionali locali, nazionali, europei, delle rappresentanze diplomatiche estere in Italia e di organismi internazionali. Partecipazione attiva a conferenze dei servizi, tavoli tecnici, commissioni miste/intergovernative su tematiche energetiche e climatiche.

**ONG nazionali e internazionali**

Dialogo e confronto con le principali ONG italiane e internazionali sui temi di sostenibilità inerenti il settore Oil & Gas. Dialogo su dossier istituzionali europei relativi al climate change con alcune ONG con sede a Bruxelles.

**Sistema delle Nazioni Unite**

Partecipazione alle principali occasioni di confronto tra le Nazioni Unite e le imprese (Private Sector Forum, Annual Forum on Business and Human Rights). Adesione alle iniziative promosse nell'ambito del Global Compact LEAD (Leader Summit, LEAD Symposium on Breakthrough Innovation). Partecipazione ai gruppi di lavoro su diritti umani e contrasto alla corruzione all'interno del Global Compact.

**Clienti e consumatori**

Dialogo con le Associazioni dei Consumatori (AdC) con focus su qualità dei servizi erogati ai Clienti, efficienza energetica, sostenibilità e affidabilità dei prodotti/servizi Eni. Incontri e workshop volti al miglioramento della soddisfazione del cliente. Sottoscrizione del nuovo Protocollo di Conciliazione Paritetica recentemente adeguato alle normative europee ADR (Alternative Dispute Resolution) e definizione di un protocollo comune per la prevenzione e gestione di eventuali pratiche commerciali non richieste. Implementazione e potenziamento del canale telefonico Filogiallo dedicato alle AdC per agevolare la gestione di eventuali criticità sui servizi gas e luce.

**Altre organizzazioni di Sostenibilità**

Partecipazione all'OGCI (Oil & Gas Climate Initiative) come membro fondatore, all'Anti-corruption Working Group del B20/G20 e ai gruppi di lavoro di WBCSD, IPIECA e "O&G constituency" di EITI. Partecipazione all'iniziativa IEA "Big Ideas" sul tema "African development and access to Energy".

# Modello di business

82 352/439




Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore di lungo termine attraverso il conseguimento degli obiettivi di redditività e di crescita, l'efficienza, l'eccellenza operativa e la prevenzione dei rischi di business. Eni riconosce che la principale sfida del settore energetico è il bilanciamento tra la massimizzazione dell'accesso all'energia e la lotta al cambiamento climatico che comporta necessariamente la modifica del mix energetico, riducendo il footprint di carbonio.

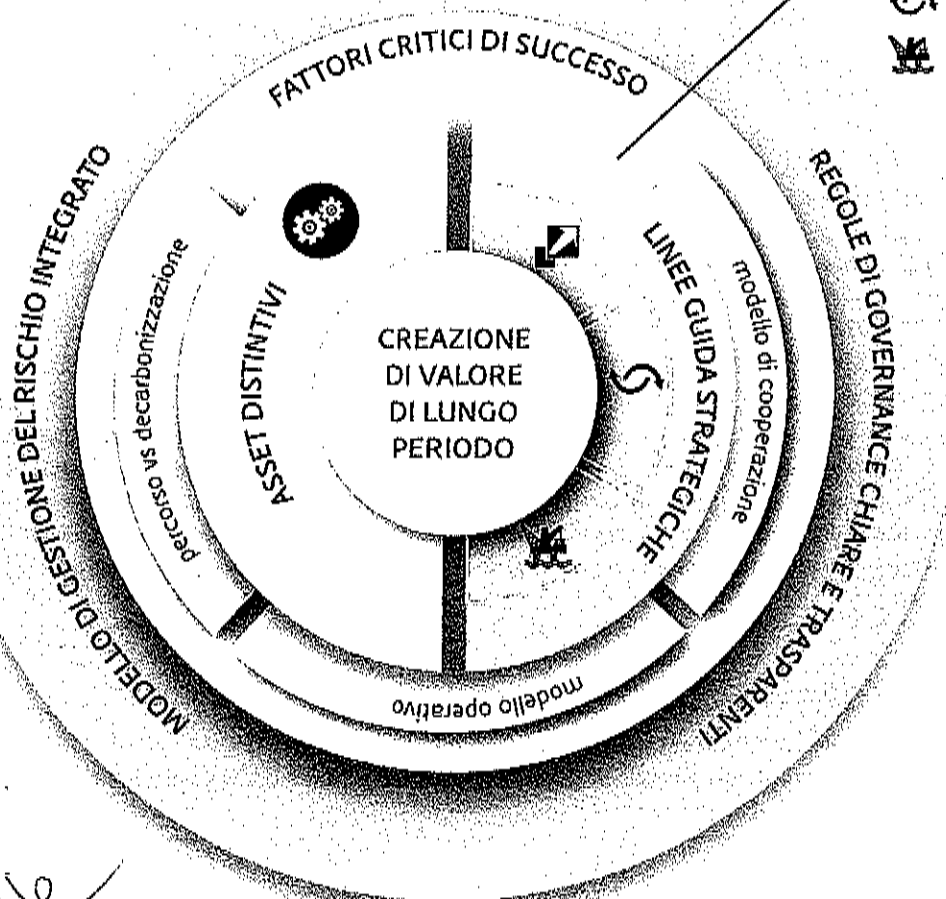
La risposta Eni a questa sfida è la propria strategia integrata in grado di coniugare solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale articolata sui seguenti fattori critici di successo: i) il modello di cooperazione e sviluppo in rapporto ai Paesi in cui opera che vede Eni impegnata nella produzione di energia per il mercato domestico, nella diffusione dell'accesso all'energia e nella diversificazione del mix energetico; ii) il modello operativo in grado di minimizzare i rischi e gli impatti sociali e ambientali delle attività; iii) una strategia chiara e definita di decarbonizza-

zione. La tutela dell'ambiente e delle comunità dove operiamo, la lotta al cambiamento climatico, la salvaguardia della salute e sicurezza delle persone che lavorano in Eni e con Eni e il rispetto dei diritti umani, dell'etica e della trasparenza, rappresentano i valori fondamentali che indirizzano l'impiego degli asset distintivi nella conduzione delle attività.

Nella tabella della pagina seguente sono dettagliati i nostri asset distintivi, analizzati sulla base delle dimensioni economico-finanziaria, operativa, ambientale, tecnologica, umana, sociale e relazionale, al fine di identificare parametri quantitativi (KPI) ad essi correlati. Tali KPI consentono un costante monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi e l'identificazione di aree di intervento perseguendo le linee guida strategiche che ci consentono di ottimizzare e anticipare la creazione di valore in uno scenario sempre più complesso. Sono evidenziati i benefici per l'azienda e per gli stakeholder che derivano dall'impiego dei nostri asset e dalle relative connessioni.

## LINEE GUIDA STRATEGICHE

-  Trasformazione
-  Ristrutturazione
-  Crescita efficiente e di valore



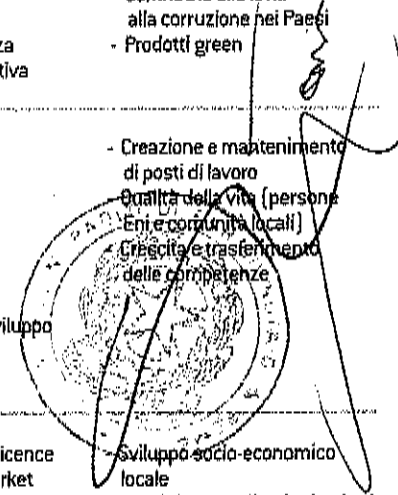
*Me*



82352/440



Dimensione	Asset distintivi per la generazione di valore sostenibile	Principali KPI	Creazione di valore per l'azienda	Creazione di valore per l'esterno
ECONOMICO FINANZIARIA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Struttura finanziaria</li> <li>- Riserve di liquidità</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flusso di cassa netto da attività operativa</li> <li>- Leverage</li> <li>- Dividendo per azione</li> <li>- Dividend yield</li> <li>- Opex per boe (E&amp;P)</li> <li>- Utile operativo adjusted</li> <li>- Utile netto</li> <li>- F&amp;D cost medio dei 3 anni (E&amp;P)</li> <li>- Investimenti tecnici</li> <li>- Flussi di cassa netti futuri</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Operatività del business</li> <li>- Riduzione costo del capitale</li> <li>- Ottimizzazione leva finanziaria</li> <li>- Opportunità M&amp;A</li> <li>- Protezione da volatilità mercati</li> <li>- Merito creditizio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rendimenti</li> <li>- Apprezzamento del titolo</li> <li>- Crescita socio economica dei Paesi</li> <li>- Indotto locale</li> </ul>
OPERATIVA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Riserve di idrocarburi (oil&amp;gas)</li> <li>- Efficienza esplorativa</li> <li>- Ridotto time to market</li> <li>- Asset in sviluppo e produzione</li> <li>- Portafoglio retail G&amp;P</li> <li>- Raffinerie e bioraffinerie</li> <li>- Impianti chimici</li> <li>- Impianti green</li> <li>- Gestione integrata del rischio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risorse scoperte nell'anno e cumulate</li> <li>- Unit Exploration cost per boe (E&amp;P)</li> <li>- Tasso di rimpiazzo organico</li> <li>- Break-even dei nuovi progetti upstream</li> <li>- Time to market</li> <li>- SERM di break-even</li> <li>- Produzione totale di bio-carburanti</li> <li>- Potenza installata (Mwp) in energie rinnovabili</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ritorni economici</li> <li>- Crescita riserve idrocarburi</li> <li>- Ampliamento portafoglio asset</li> <li>- Aumento valore degli asset</li> <li>- Riduzione rischio operativo</li> <li>- Reputazione</li> <li>- Efficienza (energetica e produttiva)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponibilità di fonti energetiche e prodotti green</li> <li>- Energia per i mercati locali</li> <li>- Indotto locale</li> <li>- Contenimento emissioni ed uso responsabile delle risorse</li> <li>- Occupazione</li> </ul>
AMBIENTE E CLIMA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Riserve di idrocarburi (oil&amp;gas)</li> <li>- Aria</li> <li>- Acqua</li> <li>- Biodiversità ed ecosistemi</li> <li>- Suolo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tipologie di riserve</li> <li>- Emissioni dirette GHG (tonnellate CO<sub>2</sub>eq)</li> <li>- Gas flaring</li> <li>- Indice emissioni GHG upstream</li> <li>- Investimenti in efficienza energetica</li> <li>- Emissioni evitate grazie all'energia prodotta da fonti rinnovabili</li> <li>- Oil spill operativi</li> <li>- Prelievi idrici</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Crescita delle riserve idrocarburi</li> <li>- Riduzione costi operativi</li> <li>- Incremento efficienza energetica</li> <li>- Riduzione rischi operativi</li> <li>- Reputazione</li> <li>- Licenza ad operare</li> <li>- Relazioni durature con gli stakeholder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Riduzione emissioni GHG</li> <li>- Riduzione del gas flared</li> <li>- Riduzione oil spill</li> <li>- Riduzione rischio blow-out</li> <li>- Conservazione della biodiversità</li> <li>- Prodotti green</li> <li>- Contenimento prelievi idrici</li> <li>- Efficienza energetica</li> </ul>
INNOVAZIONE E RICERCA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnologie applicate e brevetti</li> <li>- Sistema normativo interno</li> <li>- Sistema di corporate governance</li> <li>- Sistemi di gestione e di controllo</li> <li>- Knowledge management</li> <li>- ICT (Green Data Center)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Investimenti in R&amp;S per tipologia di cui: new energy</li> <li>- Numero di partnerships R&amp;S</li> <li>- Valore tangibile generato da R&amp;S</li> <li>- Numero di brevetti in energia rinnovabile</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vantaggio competitivo</li> <li>- Riduzione rischi</li> <li>- Trasparenza</li> <li>- Produttività</li> <li>- Licenza ad operare</li> <li>- Relazioni durature con gli stakeholder</li> <li>- Incremento efficienza energetica ed operativa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Riduzione impatti ambientali e sociali</li> <li>- Trasferimento delle migliori tecnologie e delle competenze nei Paesi</li> <li>- Contributo alla lotta alla corruzione nei Paesi</li> <li>- Prodotti green</li> </ul>
PERSONE E SICUREZZA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Salute e sicurezza persone</li> <li>- Competenze e conoscenze</li> <li>- Esperienze</li> <li>- Motivazione</li> <li>- Diversità (di genere, età, geografica)</li> <li>- Cultura Eni</li> <li>- Asset integrity</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numero totale di dipendenti per genere e tipologia</li> <li>- Dipendenti locali per categoria</li> <li>- Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) (dipendenti e contrattisti)</li> <li>- Investimenti e spese in asset integrity</li> <li>- Indice di frequenza di incidenti per settore (inclusi blow-out)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Produttività</li> <li>- Efficienza</li> <li>- Competitività</li> <li>- Innovazione</li> <li>- Riduzione rischi</li> <li>- Reputazione</li> <li>- Talent attraction</li> <li>- Job enhancement-sviluppo carriere</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Creazione e mantenimento di posti di lavoro</li> <li>- Qualità della vita (persone Eni e comunità locali)</li> <li>- Crescita e trasferimento delle competenze</li> </ul>
SOCIALE, DIRITTI UMANI E TRASPARENZA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Relazioni con gli stakeholder (istituzioni, governi, comunità, associazioni, clienti, fornitori, partner industriali, ONG, università, sindacati)</li> <li>- Brand Eni</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- % procurato locale per Paese</li> <li>- Community investments</li> <li>- N. di persone formate/ore di formazione in tema di diritti umani</li> <li>- Totale pagamenti ai Governi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Operational &amp; Social licence</li> <li>- Riduzione time to market</li> <li>- Riduzione rischio Paese</li> <li>- Quote mercato</li> <li>- Allineamento con best practice internazionali</li> <li>- Reputazione</li> <li>- Vantaggio competitivo</li> <li>- Affidabilità dei fornitori</li> <li>- Fidelizzazione consumatori</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sviluppo socio-economico locale</li> <li>- Soddisfazione clienti e fornitori</li> <li>- Condivisione competenze con territori e comunità</li> <li>- Soddisfazione e incentivazione delle persone</li> <li>- Tutela dei diritti dei lavoratori</li> <li>- Contributo alla lotta alla corruzione nei Paesi</li> </ul>



Handwritten signature or initials at the bottom right of the page.

# Scenario e Performance

82352/661

Un contesto internazionale caratterizzato da oversupply e da bassi prezzi, le trasformazioni in atto nel business mid-downstream europeo e il processo di decarbonizzazione del sistema energetico sono le principali sfide che si trovano ad affrontare le compagnie energetiche.

L'esubero di offerta e lo scenario prezzi delle commodity energetiche continuano a richiedere una strategia di razionalizzazione degli investimenti verso progetti con break-even più bassi e interventi di riduzione dei costi.

Nell'ambito dell'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura globale, il gas naturale assumerà un ruolo centrale come principale alternativa al carbone.

## Transizione verso un energy mix a minore intensità carbonica

Le compagnie operanti nel settore energetico sono chiamate a rispondere alle sfide emerse dalla COP21 sui cambiamenti climatici e al graduale processo di decarbonizzazione del sistema energetico. In questo contesto il gas naturale rappresenta un'opportunità di riposizionamento strategico per le compagnie petrolifere in virtù della minor intensità carbonica e delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica. Sarà però necessario promuovere politiche a favore della sostituzione del carbone nella generazione elettrica.

## Primi segnali di ribilanciamento

Nel corso del 2016 il calo delle produzioni non OPEC, in particolare USA, e la sostenuta crescita della domanda sono stati controbilanciati dalla crescita OPEC che ha rallentato il riassorbimento del surplus di bilancio. Solo a fine anno, il ritorno di una politica di controllo del mercato da parte del Cartello, ha portato a un accordo storico tra OPEC e non OPEC a sostegno del prezzo, con un taglio delle produzioni nel primo semestre del 2017. L'anno chiude con una quotazione media del Brent di 44 \$/bl, passando dal minimo di 31 \$/bl di gennaio a 54 \$/bl nel mese di dicembre.

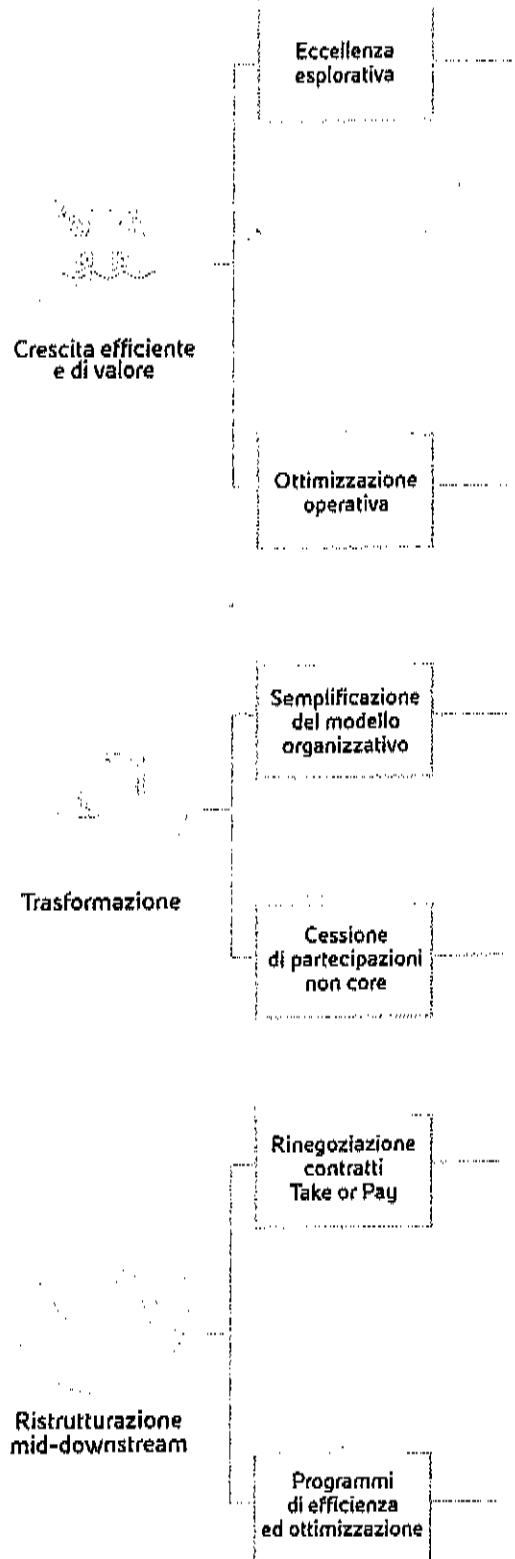
## Le produzioni future condizionate dalla ripresa dei prezzi

L'industria petrolifera sconta due anni consecutivi di taglio degli investimenti, con conseguente contrazione delle attività di esplorazione e sanzionamento dei nuovi progetti. Nonostante nel 2017 sia attesa una ripresa delle attività, le produzioni addizionali potrebbero non essere sufficienti a soddisfare la sostenuta crescita della domanda. Nel lungo termine l'offerta infatti deve continuamente assicurare la sostituzione del declino naturale dei campi. Le compagnie petrolifere necessitano di uno stabile aumento di prezzo per accelerare attività e investimenti finalizzati al recupero delle produzioni.

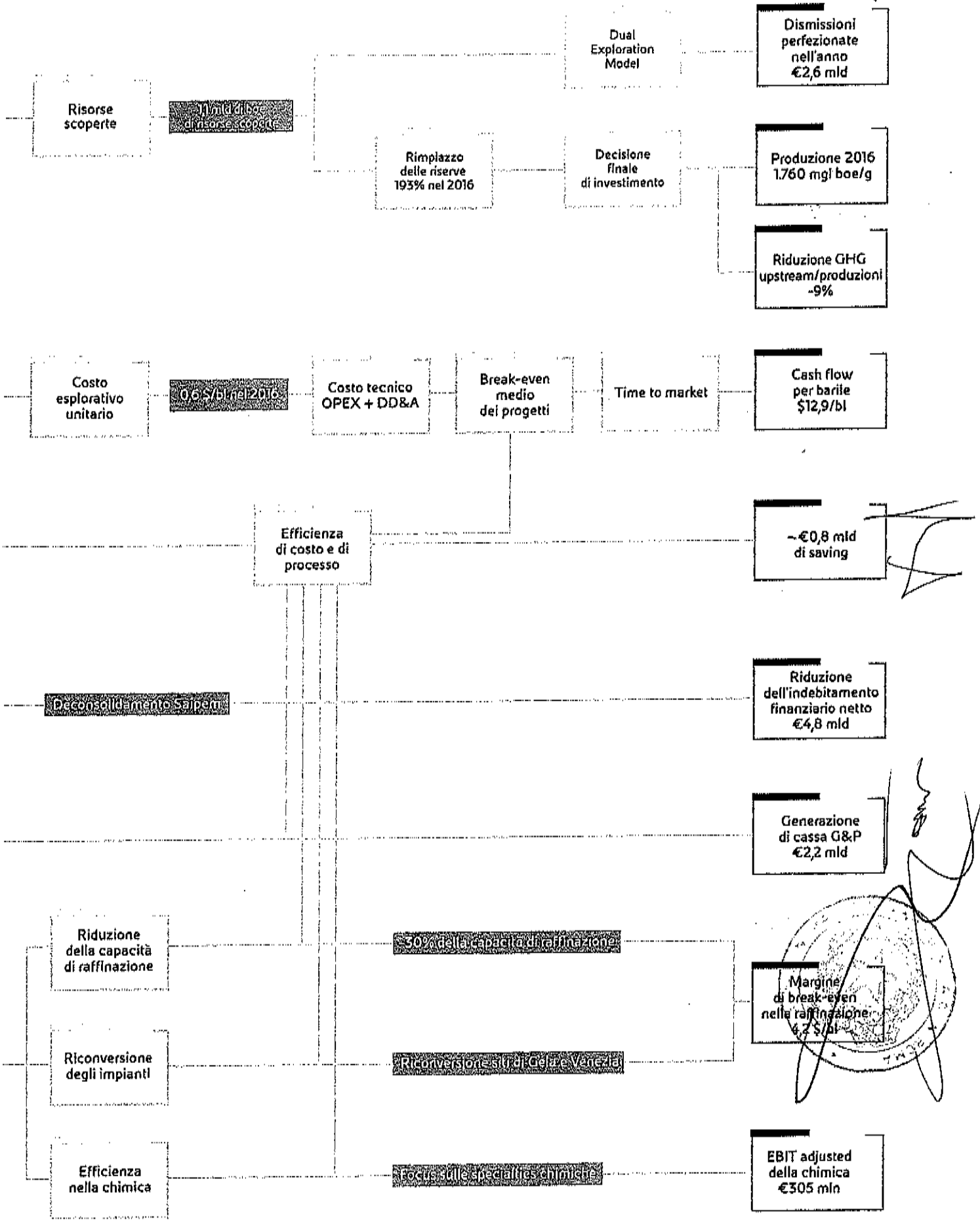
## Prosegue la trasformazione del mid-downstream europeo

Restano forti le pressioni sulla raffinazione europea per la concorrenza di operatori in Medio Oriente, USA, Russia (principale fornitore di diesel in Europa) e Asia che presentano vantaggi competitivi in termini di costo di approvvigionamento ed efficienza. Nonostante la razionalizzazione della capacità degli ultimi anni, l'Europa rimane in surplus strutturale di benzina in un contesto di sempre maggiore indipendenza degli USA, tradizionale mercato di sbocco dei flussi europei.

I prezzi del gas confermano il trend di discesa già registrato nel corso del 2016 a causa del permanere dell'oversupply su scala globale. Infatti, a fronte di una limitata ripresa della domanda, l'offerta di gas rimane abbondante e in crescita rispetto all'anno precedente.



82352 / 2012



Handwritten signature or initials at the bottom right.

# Strategia

82352/4643

## Piano Industriale

A fine 2016, a valle degli accordi sui tagli delle produzioni, il Brent è tornato a crescere, registrando valori di circa 55 \$/bl. Il piano industriale è stato elaborato assumendo nel 2017 il prezzo del petrolio di 55 \$/bl, in graduale crescita fino a raggiungere i 70 \$/bl nel 2020, a seguito del progressivo riequilibrio del mercato.

La costruzione di un portafoglio ad alto margine di cassa è l'obiettivo primario della strategia di crescita di Eni e sarà perseguito attraverso le seguenti leve:

**l'ampliamento del portafoglio tramite l'esplorazione ad alto impatto su bacini convenzionali, prossimi ad aree già sviluppate e ai mercati di sbocco**

**lo sviluppo di progetti con l'approccio design to cost e modulare, al fine di accelerare l'avvio delle produzioni e la riduzione dell'esposizione finanziaria**

**la massimizzazione del valore attraverso l'integrazione del portafoglio con le attività di marketing del gas (con un crescente ruolo del GNL), il miglioramento dei business mid-downstream, e la gestione "attiva" del portafoglio fondata sul Dual Exploration Model**

Attraverso questo modello di business, Eni intende perseguire un elevato tasso di crescita della produzione nel medio e lungo termine, mantenendo un equilibrio finanziario che consenta una copertura con la cassa operativa degli investimenti in media nel periodo 2017-20, a livello di prezzo inferiore a 45 \$/bl.

Nella definizione del piano di investimenti sono stati privilegiati progetti ad elevato valore e con ritorni accelerati; in particolare nel quadriennio 2017-20 si prevede una spesa di €31,6 miliardi in diminuzione, a cambi omogenei, dell'8% rispetto al piano precedente, anche per l'effetto più significativo del piano di diluizione delle quote in progetti di sviluppo derivati dai recenti successi esplorativi.

Il Piano 2017-20 prevede dismissioni pari a €5-7 miliardi, derivanti dall'applicazione del "Dual Exploration Model" con la monetizzazione anticipata delle scoperte esplorative, nonché dall'ulteriore ri-focalizzazione del portafoglio di attività sul core business.

L'effetto combinato delle azioni industriali di sviluppo in E&P, di ottimizzazione dei business mid-downstream e delle diffuse azioni di riduzione dei costi consentiranno di contenere il livello di Brent di break-even di cassa (incluso floor dividend) a circa 60 \$/bl nel 2017 e inferiore a 60 \$/bl nel triennio 2018-2020.

## Politica del dividendo

In considerazione del processo di trasformazione del Gruppo e degli obiettivi di piano la società proporrà un dividendo 2017 di €0,80 per azione.

Mantenimento (2017-2020)

Capex cash neutrality < 45 \$/bl in media nel periodo 2017-20

Cash neutrality organica (capex+dividendo) nel 2017 con 60 \$/bl, nel 2018-20 < 60 \$/bl

Investimenti totali -8% vs piano precedente a cambi omogenei	<b>€31,6</b> mld nel quadriennio
Programma dismissioni di asset	<b>€5-7</b> mld
Emissioni GHG upstream	<b>-43%</b> entro il 2025

Zero routine flaring al 2025

Mantenimento portafoglio progetti a basso potenziale emissioni CO<sub>2</sub>

82352 *Handwritten*

<b>Upstream</b> Valorizzazione e aumento delle risorse esplorative: <ul style="list-style-type: none"> <li>- focus su appraisal delle recenti scoperte, iniziative near-field con breve time-to-market e cash flow immediati e su temi di elevata materialità in aree legacy (Mediterraneo orientale, Africa occidentale ed orientale) e offshore profondo;</li> <li>- attività di esplorazione ad alta "equity" per implementare il Dual Exploration Model.</li> </ul> Incremento della generazione di cassa da attività operativa: <ul style="list-style-type: none"> <li>- crescita delle produzioni nel periodo 2017-20 ad un tasso medio annuo del 3% post dismissioni attraverso il contributo dei progetti avviati nel 2016 e di quelli previsti nel quadriennio, caratterizzati da un livello di cash flow per boe superiore alla media del portafoglio e contenimento del tasso di declino attraverso mirati interventi di ottimizzazione della produzione;</li> <li>- approccio modulare allo sviluppo dei progetti e design to cost al fine di ridurre l'esposizione finanziaria e accelerare l'avvio delle produzioni;</li> <li>- azioni diffuse di contenimento dei costi operativi, di struttura e di ottimizzazione del capitale circolante.</li> </ul>	Risorse scoperte	2-3 mld boe
	Produzione di idrocarburi	+3% annuo
	Crescita cash flow	15\$/bi in media nel 2017-18 @ Brent 57,5 \$/bi
		20\$/bi in media nel 2019-20 @ Brent 67,5 \$/bi

<b>Mid-Downstream</b> <b>G&amp;P</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- completo allineamento del portafoglio di approvvigionamento gas e riduzione dei costi di logistica per raggiungere un break-even strutturale dal 2017;</li> <li>- valorizzazione della customer base;</li> <li>- ri-focalizzazione dell'attività midstreamer attraverso lo sviluppo ed il rafforzamento dell'integrazione con Upstream volta alla valorizzazione e commercializzazione delle risorse Eni, facendo leva prevalentemente sulle vendite GNL e sulle consolidate competenze nella filiera gas.</li> </ul> <b>R&amp;M e Chimica</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- progressiva riduzione del margine di break-even della raffinazione;</li> <li>- incremento della redditività del marketing mediante una strategia commerciale improntata sull'innovazione dei prodotti e dei servizi e sull'efficienza;</li> <li>- sviluppo chimica "verde" e riconversione siti critici;</li> <li>- differenziazione del portafoglio verso prodotti a più elevato valore aggiunto "specialties".</li> </ul>	Completo allineamento del portafoglio di approvvigionamento gas alle condizioni di mercato	
	Break-even strutturale dal 2017	
	Cash flow operativo cumulato	€2,6 mld nel quadriennio
	Margine di break-even raffinazione	3\$/barile entro il 2018
Cash flow operativo cumulato della R&M	€3,3 mld nel quadriennio	
Completamento della bioraffineria di Venezia e riconversione green del sito di Gela		
Nella Chimica stabile redditività e copertura integrale degli investimenti nel quadriennio		
Cash flow operativo cumulato della Chimica	€1,2 mld nel quadriennio	

<b>Decarbonizzazione</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- realizzazione di impianti, prevalentemente da solare fotovoltaico, in prossimità di asset Eni e sviluppo di nuove iniziative in Paesi a grande potenziale in cui il Gruppo già opera;</li> <li>- identificazione di nuove opportunità in ambito rinnovabili attraverso l'ampliamento delle competenze interne e dell'offerta tecnologica, anche facendo leva sulla collaborazione con le attività di Ricerca e Sviluppo.</li> </ul>	Investimenti in energie rinnovabili	€0,55 mld nel quadriennio
	Potenza installata degli impianti fotovoltaici	463 MWp

*Handwritten signature*

# Obiettivi, rischi e azioni di trattamento

82352/445


Di seguito sono rappresentati i top risk di Eni rispetto agli obiettivi aziendali. Per una descrizione più approfondita di questi rischi, oltre che di ulteriori fattori di incertezza di rilevanza inferiore, si rimanda alla sezione "Fattori di rischio e incertezza".

## Rischio Commodity

Redditività aziendale obiettivo

Principali eventi di rischio  
Perdurare di debole crescita macro-economica e di eccesso di offerta di greggio.

Azioni di trattamento  
Revisione della manovra degli investimenti; piano di dismissioni; riduzione del prezzo di break-even dei nuovi progetti; azioni di efficienza diffuse.


 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 91-92

## Rischio operativo, incidenti

Redditività aziendale e Corporate Reputation obiettivo

Principali eventi di rischio  
Rischi di blowout e altri incidenti rilevanti agli impianti di estrazione, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici nel trasporto degli idrocarburi via mare e via terra (es. incendi, esplosioni, ecc.), con impatti sui risultati, sul cash flow, sulla reputazione e sulle strategie.

Azioni di trattamento  
"Real time monitoring" geologico e di perforazione dei pozzi critici e valutazione pre-drill e real time dei rischi di geohazards e delle geopressioni, sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza; audit specialistici HSE e monitoraggio degli impianti; gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping e degli operatori terzi, attività di vetting.


 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 95-98

## Rischio Paese

Redditività aziendale obiettivo

Principali eventi di rischio  
Instabilità politica e sociale nelle aree di presenza, che può sfociare in conflitti interni, disordini civili, atti violenti, sabotaggio, attentati con interruzioni e perdite di produzione, interruzioni nelle forniture gas via pipe e danni alle persone e agli asset.

Azioni di trattamento  
Implementazione del sistema di gestione della security con analisi di misure preventive specifiche per sito; mantenimento di relazioni efficaci e durature con i paesi produttori e gli stakeholder locali, anche attraverso progetti di sviluppo sociale territoriale e di sostenibilità; diversificazione geografica degli asset in portafoglio, sin dalla fase esplorativa.


 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 92-95

## Rischio Compliance

Corporate Reputation obiettivo

Principali eventi di rischio  
Impatto negativo sulla reputazione aziendale e sulle prospettive di business a causa del mancato rispetto (reale o percepito) di leggi e regole, in particolare in tema di anticorruzione, da parte del management, dei dipendenti o contrattisti, con ricadute su redditività, strategie e ritorni per gli azionisti.

Azioni di trattamento  
Creazione della Direzione di Compliance Integrata a diretto riporto dell'AD Eni; costante attività formativa in materia di anti-corruzione e maggiore sensibilizzazione del management sulla cultura dell'etica aziendale e dell'integrità; presenza del Codice etico e Modello 231 e attività di vigilanza sulla corretta applicazione (ODV); costante aggiornamento del corpo normativa interno (Codice Etico, MSG, ecc.); monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e relativo adeguamento del Compliance Program Anti-Corruzione; processo di analisi e trattamento delle segnalazioni, attività di audit, presidio continuo nella gestione dei contenziosi da parte di strutture organizzative dedicate.


 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 102

## Rischio operativo

Redditività aziendale e Corporate Reputation obiettivo

Principali eventi di rischio  
Contenziosi in materia ambientale e sanitaria ed evoluzione della normativa HSE con l'emergere di contingent liabilities, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica) e sulla corporate reputation.

Azioni di trattamento  
Presenza di un Sistema Integrato di Gestione HSE0; presenza di una struttura organizzativa trasversale dedicata all'assistenza legale su tematiche HSE; presidio degli iter autorizzativi dei progetti di bonifica attraverso un dialogo continuo con gli stakeholder e gli enti competenti; attività di sviluppo tecnologico con università internazionali e partnership con società di ingegneria ambientale.


 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 95-98

## Rischio strategico

Redditività aziendale e Corporate Reputation obiettivo

Principali eventi di rischio  
Climate change, con particolare riferimento ai driver relativi allo scenario di mercato, all'evoluzione normativa e tecnologica, ai rischi fisici e alla reputazione.

Azioni di trattamento  
Rafforzamento della tematica Climate Change nel Piano Strategico, con obiettivi di medio termine e investimenti in linea con l'Action Plan al 2025; aggiornamento del programma Climate Change per la definizione di una road map di decarbonizzazione di lungo termine; rafforzamento del ruolo del gas come pilastro della transizione low carbon; sviluppo di un modello di business integrato con le energie rinnovabili; sviluppo sostenibile del business green refinery e iniziative mirate di bio-based chemistry.

 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 99-102


82352/446

**Rischio strategico**Rapporti con Stakeholder, Sviluppo locale e Corporate Reputation obiettivo

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

**Azioni di trattamento**


Coinvolgimento e trasparenza nei confronti degli stakeholder, in merito alle attività Eni di business e sostenibilità; piani di comunicazione mirati; mappatura dettagliata delle richieste da parte degli stakeholder; integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità all'interno del Piano Strategico e del relativo processo di incentivazione; partecipazione a convegni e tavoli internazionali finalizzati anche a cogliere eventuali "segnali deboli" derivanti dal contesto.

 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 92-94
**Rischio controparte**Redditività aziendale obiettivo

Principali eventi di rischio  
Credit&Financing risk partner upstream, relativo al ritardo nell'incasso dei crediti o dei costi da recuperare. Rischio di credito commerciale relativo ai business mid-downstream.

**Azioni di trattamento**


Stipula di accordi specifici su piani di rientro finalizzati al recupero dell'esposizione; attività negoziali, di monitoraggio e sollecito nei confronti delle autorità governative; negoziazione carry agreement; securitization package con ritiri in kind; cessione crediti attraverso società di factoring; riduzione del time to bill; maggiore selettività e procedura di affidamento per la clientela retail; assicurazione captive per un'efficace riduzione del rischio.

 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 92-94
**Rischio strategico**Redditività aziendale obiettivo

Principali eventi di rischio  
Potenziale disallineamento nel costo di fornitura e nei vincoli minimi di prelievo previsti dai contratti di approvvigionamento gas long-term rispetto alle attuali condizioni di mercato.

**Azioni di trattamento**


Proseguimento del processo di ristrutturazione del portafoglio supply attraverso la rinegoziazione di prezzi-volumi e il bilanciamento del portafoglio attraverso la vendita dei volumi non destinati ai normali canali commerciali sui mercati finanziari (hub fisici e finanziari liquidi) sia in Italia sia nel Nord Europa.

 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 99
**Evoluzione normativa**Redditività aziendale obiettivo

Principali eventi di rischio  
Rischio regolatorio del settore Oil, Gas & Power.

**Azioni di trattamento**


Partecipazione a gruppi d'interesse, supporto degli interessi di Eni in un continuo dialogo con le istituzioni e le autorità di regolamentazione; presidio proattivo delle dinamiche legislative e regolatorie.

 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 98-99
**Rischio strategico**Redditività aziendale obiettivo

Principali eventi di rischio  
Mancata finalizzazione di operazioni straordinarie di cessione.

**Azioni di trattamento**


Presenza di una struttura organizzativa centrale dedicata alla gestione delle operazioni straordinarie di portafoglio; analisi di portafoglio Eni, integrata sui diversi settori; valutazione di struttura di deal alternativi, ovvero di piani alternativi di dismissione, attraverso le analisi di portafoglio; gestione e mantenimento di un adeguato ammontare di liquidità strategica.

 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 91-92
**Rischio operativo**Redditività aziendale obiettivo

Principali eventi di rischio  
Cyber Security e Spionaggio industriale.

**Azioni di trattamento**

Presidi organizzativi e normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni; presenza di un modello di governance centralizzato della Cyber Security; unità dedicate alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack; piani operativi di aumento della sicurezza anche a livello di siti industriali, azioni di formazione e sensibilizzazione del personale.

 Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza pag. 97-98

ne

# Governance

82352/uit

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance<sup>1</sup>, elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di Governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder.

Una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti. In tale contesto, cogliendo l'esigenza di approfondire il dialogo con il mercato, nel 2015 Eni ha organizzato un nuovo ciclo di incontri di corporate governance roadshow della Presidente del Consiglio di Amministrazione con i principali investitori istituzionali, per presentare il sistema di governance della Società e le principali iniziative in materia di sostenibilità e responsabilità sociale d'impresa. L'iniziativa è stata particolarmente apprezzata dagli investitori, per il dialogo aperto e costruttivo creatosi con la Società. In particolare, gli investitori hanno valutato positivamente la composizione del Consiglio di Amministrazione, anche in termini di diversity, le misure di "governance" adottate e la completezza e trasparenza delle informazioni fornite agli azionisti e al mercato. Inoltre, nel corso degli incontri, gli investitori hanno mostrato vivo interesse per l'evoluzione della governance dei rischi e del sistema dei controlli, della relativa organizzazione, nonché per il ruolo primario riservato al Consiglio e alla Presidente nel sistema. Ulteriori incontri di corporate governance roadshow sono stati svolti agli inizi del 2017.

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

[2] Per maggiori approfondimenti si rinvia al paragrafo successivo e alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2015.

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

[4] Il numero di Amministratori indipendenti ai sensi sia di legge che di autodisciplina è rimasto invariato anche a seguito della cooptazione di un Consigliere, avvenuta il 29 luglio 2015, in sostituzione di un Amministratore dimissionario nominato dall'Assemblea (cfr. rappresentazione grafica alla fine del paragrafo).

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

[6] Il regolamento del Compensation Committee prevede che almeno un componente possiede adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina.

## La struttura di Corporate Governance di Eni

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

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti attraverso il meccanismo del voto di lista. Tre consiglieri e due sindaci, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Anche il numero di Amministratori indipendenti previsto nello Statuto di Eni è superiore rispetto alle disposizioni di legge.

Nel maggio 2014, per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi tempestivamente al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienza manageriale e internazionalità.

Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e ben diversificato, che migliora inoltre le richieste di legge in termini di gender diversity.

Allo stesso modo, il Consiglio in carica ha effettuato le proprie valutazioni sottoponendole agli azionisti e al mercato, in vista della prossima Assemblea<sup>2</sup>.

Inoltre, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7<sup>3</sup> dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) è superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina<sup>4</sup>.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi<sup>5</sup>, il Compensation Committee<sup>6</sup>, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati.

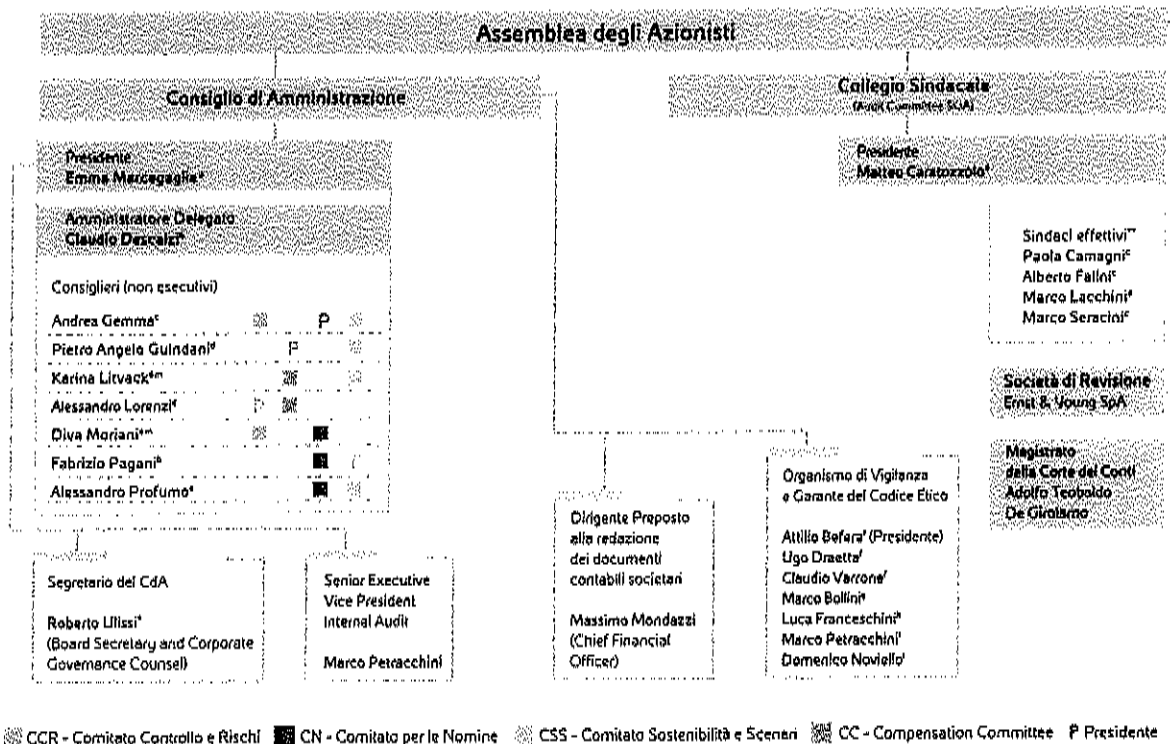
In particolare, con l'istituzione del Comitato Sostenibilità e Scenari, il Consiglio di Amministrazione ha inteso assicurare un ulteriore presidio alle tematiche di sostenibilità, che sono state considerate come elemento fondante delle decisioni del Consiglio, integrate nel modello di business della società.



82352/468

Il Consiglio ha, inoltre, attribuito alla Presidente un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Direttore propone nomina, remunerazione e risorse, gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); la Presidente è quindi coinvolta nei processi di nomina dei principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, incluso il Responsabile del Risk Management Integrato e il Responsabile della Direzione Compliance Integrata, che dipendono direttamente dall'Amministratore Delegato anche quale Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi di Eni.

Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, ha nominato un Segretario, cui ha attribuito altresì il ruolo di Corporate Governance Counsel, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti del Consiglio e dei consiglieri, che riferisce periodicamente al Consiglio stesso sul funzionamento della governance di Eni. Questa relazione consente un monitoraggio periodico del modello di governance adottato dalla Società, basato sul raffronto con i principali studi in materia, con le scelte dei peers e le innovazioni di governo societario contenute anche nei Codici esteri e nei Principi emanati da Organismi istituzionali di riferimento, evidenziando eventuali aree di ulteriore miglioramento del sistema di Eni. In ragione di questo ruolo, è stabilito che il Segretario - che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente - deve essere in possesso di adeguati requisiti, anche di indipendenza. Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2016:



a - Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva o indipendente ai sensi di legge.

b - Componente eletto dalla lista di maggioranza.

c - Componente eletto dalla lista di maggioranza o indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.

d - Componente eletto dalla lista di minoranza o indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.

e - Indipendente ai sensi di legge o di autodisciplina, cooptato dal Consiglio di Amministrazione il 29 luglio 2015, in sostituzione del consigliere Luigi Zhigales che aveva rassegnato le proprie dimissioni dal Consiglio il 2 luglio 2015, e confermato dall'Assemblea degli Azionisti del 12 maggio 2016.

f - Componente esterno.

g - Senior Executive Vice President Affari Legali.

h - Executive Vice President Compliance Integrata.

i - Senior Executive Vice President Internal Audit.

l - Executive Vice President Legislazione e Contenzioso Lavoro.

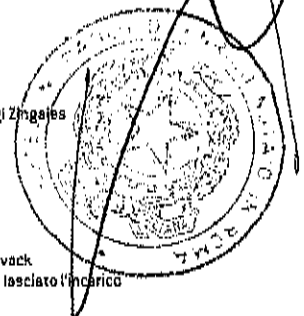
m - Il 28 luglio 2016 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'avvicendamento nel Comitato Controllo e Rischi della Consigliere Karina Litvack con altro Consigliere, individuato dal Consiglio stesso, il successivo 15 settembre 2016, nella Consigliere Diva Moriani. La Consigliere Moriani ha lasciato l'incarico di componente del Compensation Committee a far data dal 22 dicembre 2016.

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

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

Stefania Bettoni - Componente eletto dalla lista di maggioranza.

Mauro Lonardo - Componente eletto dalla lista di minoranza.



*Proce*

82352/1019

## I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità<sup>7</sup>, controllo interno e gestione dei rischi.

Particolare attenzione, nel corso degli ultimi anni, è stata dedicata dal Consiglio agli assetti organizzativi della società, con alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In particolare, nel corso dell'esercizio, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una Direzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla Direzione Legale.

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

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I Consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio.

A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione, e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci.

I Sindaci, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e del Comitato Controllo e Rischi, per assicurare uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della società.

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno e con la supervisione del Comitato per le Nomine, effettua la propria autovalutazione ("Board Review"), di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari. A seguito della Board Review il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati. Inoltre, il Consiglio Eni, nel definire le modalità di svolgimento della Board Review valuta anche se effettuare una "Peer Review" dei consiglieri, consistente nel giudizio di ciascun consigliere sul contributo fornito singolarmente dagli altri consiglieri ai lavori del Consiglio. La Peer Review, effettuata per tre volte negli ultimi anni, da ultimo nel maggio 2015, rappresenta un'importante innovazione nell'ambito delle società quotate italiane. Il Consiglio in carica ha ulteriormente migliorato il processo di "Board Review": le dinamiche consiliari sono state analizzate e confrontate con best practice internazionali per valutare la "Team Effectiveness" del Consiglio. In particolare, la "Peer Review" svolta nel 2015 ha coinvolto tutti gli Amministratori nell'assunzione di impegni individuali che sono stati riverificati da tutti e da ciascuno sia nel 2016 sia nel 2017 per migliorare ulteriormente le dinamiche del Team.

Inoltre, tenuto conto degli esiti dell'autovalutazione, il Consiglio, previa valutazione del Comitato per le Nomine, ha espresso agli azionisti, prima del rinnovo dell'organo, orientamenti sulle figure manageriali e professionali la cui presenza in Consiglio sia ritenuta opportuna.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. In particolare, nel corso del mandato, in continuità con le iniziative già intraprese, si sono svolte sessioni di formazione su temi istituzionali (quali corporate governance, compliance, controllo interno e gestione dei rischi) e sulle tematiche di business (in particolare, esplorazione e perforazione), con visite a siti operativi, anche all'estero. In particolare, nel corso dell'esercizio, si è tenuta una sessione di approfondimento sul diritto statunitense e una riunione del Consiglio si è tenuta presso un sito operativo.

Inoltre, con riferimento alle tematiche di sostenibilità, il Consiglio ha partecipato all'"UN Global Compact LEAD Board Programme"<sup>8</sup>, dedicato alla formazione degli Amministratori su tali tematiche, completando l'iniziativa nel 2015<sup>9</sup>.

(7) In particolare, il Consiglio si è riservato la definizione delle politiche di sostenibilità, i cui risultati sono comunicati in modo integrato con quelli economico finanziari e inclusi nella Relazione Finanziaria Annuale, nonché l'esame e approvazione della rendicontazione in materia non ricompresa nel reporting integrato.

(8) Eni è componente del UN Global Compact Lead Group.

(9) In particolare, con il supporto di un facilitatore internazionale esperto in materia di sostenibilità, reporting integrato e management, il Consiglio ha svolto nel mese di settembre 2015 la seconda sessione del programma dedicata a "The role of the Board", volto ad approfondire i temi riguardanti il ruolo del Board nell'integrazione della sostenibilità nella strategia e nella gestione dell'impresa con particolare focus sul climate change. La prima sessione del programma, svoltasi nell'ottobre 2014, ha riguardato invece "The materiality of Sustainability", con l'obiettivo di rafforzare la consapevolezza circa l'importanza della sostenibilità per la strategia e il business dell'impresa. Il programma si è svolto con la supervisione del Comitato Sostenibilità e Scenari.

## La Politica sulla Remunerazione

82352/450

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni, in linea con il modello di Governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Auto-disciplina, è definita in modo tale da attrarre, motivare e trattenere persone di elevato profilo professionale e manageriale, e da allineare l'interesse del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti nel medio/lungo periodo. A tal fine, la struttura della remunerazione del top management di Eni è definita in relazione al ruolo e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per posizioni analoghe, nell'ambito di panel di imprese con caratteristiche di business comparabili con Eni, ed è adeguatamente bilanciata tra componenti fisse e variabili.

Nell'ambito della Politica di remunerazione Eni per i ruoli esecutivi, assume particolare rilevanza la componente variabile, anche a base azionaria, collegata ai risultati conseguiti, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, che rappresentano compiutamente le priorità essenziali della Società, in coerenza con il Piano Strategico e con le aspettative di azionisti e stakeholder, promuovendo un forte orientamento ai risultati. La remunerazione variabile dei ruoli esecutivi aventi maggiore influenza sui risultati aziendali è, inoltre, caratterizzata da una significativa incidenza delle componenti di incentivazione di lungo termine, attraverso adeguati periodi di differimento e/o maturazione degli incentivi in un orizzonte temporale almeno triennale in coerenza con la natura di lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio. Per quanto riguarda in particolare le tematiche di sostenibilità, gli obiettivi dell'Amministratore Delegato, ai fini della valutazione della performance annuale, comprendono, anche per il 2017, obiettivi di sostenibilità ambientale e sul capitale umano. Gli obiettivi dei Dirigenti con Responsabilità Strategiche sono declinati sulla base di quelli assegnati al Vertice aziendale secondo le stesse prospettive di interesse degli stakeholder, nonché su obiettivi individuali, in coerenza con il perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto e con quanto previsto nel Piano strategico della Società. La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della Relazione sulla Remunerazione disponibile sul sito internet della Società ([www.eni.com](http://www.eni.com)) ed è sottoposta, con cadenza annuale, al voto consultivo degli azionisti in Assemblea<sup>10</sup>.

## Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi<sup>11</sup>

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso, basato su strumenti e flussi informativi che, coinvolgendo tutte le persone di Eni, conducono da ultimo agli organi di vertice della Società e delle sue controllate. I componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le persone di Eni, sono tenuti altresì al rispetto del Codice Etico di Eni (parte integrante del Modello 231 della Società), che prescrive i canoni di condotta per una gestione leale e corretta del business.

La Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo, approvate dal Consiglio, definiscono compiti, responsabilità e modalità di coordinamento tra i principali attori del sistema.

Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Chief Financial Officer di Eni che ricopre, inoltre, il ruolo di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

Un ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Auto-disciplina, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

(10) In particolare, Eni ha confermato nel 2016, l'ottimo consenso registrato già nel 2015 sulle proprie politiche di remunerazione, avendo espresso un voto favorevole il 96,75% degli azionisti votanti.

(11) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2016.

# Exploration & Production

82352/651

Utile operativo adjusted (€ milioni)		
2014		11.679
2015		4.182
2016		2.494

Opex per boe (\$/boe)		
2014		84
2015		72
2016		6,2

Emissioni di CO <sub>2</sub> eq/ produzione operata (tonnellate di CO <sub>2</sub> eq/tep)		
2014		0,201
2015		0,182
2016		0,166

Produzione di idrocarburi (migliaia di boe/giorno)		
2014		1.598
2015		1.760
2016		1.759

Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1000.000		
2014		0,56
2015		0,34
2016		0,34

Riserve certe di idrocarburi (milioni di boe)		
2014		6.602
2015		6.890
2016		7.490

**1,1 miliardi di boe di risorse scoperte**

prosegue la serie record di successi nell'esplorazione

sale al **193%** il tasso di rimpiazzo organico delle riserve

**-9%** in miglioramento l'indice di emissione rispetto alla produzione, oltre le aspettative

**-14%**

minori opex da recuperi di efficienza

cessione del **40%** di Zohr. Confermata la validità del dual exploration model

Migliorate prospettive di **crescita produttiva organica** anche con -17% dei capex vs 2015

## Performance dell'anno

- Il trend della performance della sicurezza si conferma positivo, con l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) pari allo 0,34 (in linea con il 2015). Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività anche grazie alle continue campagne di sensibilizzazione HSE attraverso l'implementazione di progetti specifici.
- Le emissioni di gas serra risultano in riduzione dell'11% rispetto all'esercizio di confronto grazie alle continue azioni di efficienza energetica, ottimizzazione della logistica e al proseguimento di progetti di contenimento delle emissioni fuggitive, in particolare in alcuni siti in Egitto, Kazakhstan, Regno Unito, Ecuador e Stati Uniti. Nel marzo 2016 è entrata in produzione in Norvegia la piattaforma Goliat che, grazie all'utilizzo di soluzioni tecnologiche avanzate, ha contribuito ulteriormente al contenimento delle emissioni da combustione. L'indice di emissione rispetto alla produzione è migliorato del 9% e risulta migliore rispetto al target di fine anno fissato.
- Il trend di acqua re-iniettata continua ad attestarsi su ottimi livelli per l'industria (58% nel 2016), anche grazie alle continue campagne avviate in diversi siti produttivi, in particolare nel 2016 in Ecuador, Egitto e Congo.
- Nel 2016 il settore E&P registra una riduzione del 40% di utile operativo adjusted rispetto al 2015, dovuta alla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e gas (-20%), nonché all'impatto del fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla maggiore produzione in altre aree, e da recuperi di efficienza operativa con costi operativi unitari ridotti a 6,2 \$/boe [-14% rispetto al 7,2 \$/boe nel 2015] e minori DD&A<sup>1</sup> [-16% rispetto al 2015].
- La produzione di idrocarburi nel 2016 è stata di 1.759 mila boe/giorno, in linea con il 2015, nonostante il fermo in Val d'Agri. Il contributo da avvio/ramp-up è stato di circa 280 mila boe/giorno nel 2016. Produzione prevista in crescita nel 2017 al livello record di 1,84 milioni di boe/giorno (circa + 5% rispetto al 2016).

(1) Ammortamenti.

82352/1652

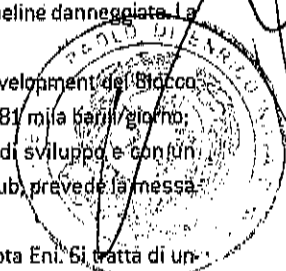
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2016 ammontano a 7,5 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 42,8 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe sale al 193% nel 2016, record storico per Eni. Anche considerando pro-forma la cessione del 40% di Zohr, il tasso di rimpiazzo rimane eccellente al 139%. La vita utile residua delle riserve è di 11,6 anni (10,7 anni nel 2015).

## Esplorazione

- Nell'ambito dell'applicazione del dual exploration model, che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore e di ridurre l'esposizione degli investimenti di sviluppo, sono stati firmati due accordi per la cessione a Bp e Rosneft di una quota complessiva del 40% della scoperta giant di Zohr nel blocco operato di Shoruk (Eni 100%) in Egitto. Gli accordi hanno efficacia economica dal 1° gennaio 2016 e prevedono il rimborso a Eni degli investimenti sostenuti nel periodo e fino al closing. Ai nuovi partner è attribuita l'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 5% alle stesse condizioni dell'accordo. La prima delle due transazioni ha ottenuto il closing nel febbraio 2017 grazie all'ottenimento delle autorizzazioni da parte del governo egiziano; la seconda è prevista perfezionarsi entro la metà del 2017. Il valore dell'operazione all'1/1/2017 è pari a circa €2 miliardi che comprende il rimborso dei costi sostenuti da Eni nel 2016. Eni, in applicazione del dual exploration model, dal 2013 ha ottenuto €5,4 miliardi.
- Prosegue la serie record di successi nell'esplorazione con risorse addizionali di 1,1 miliardi di boe nel 2016 a un costo di esplorazione unitario di \$0,6 per boe. Le risorse esplorative scoperte negli ultimi 3 anni ammontano a 3,4 miliardi di boe per un costo unitario di \$1 per boe. Previste nel prossimo futuro attività esplorative in nuove, promettenti licenze.
- In Marocco, firmato un accordo con Chariot Oil & Gas (Farm-Out Agreement) che prevede l'assegnazione a Eni del ruolo di operatore e una quota del 40% nei permessi esplorativi I-VI nella licenza "Rabat Deep Offshore".
- In Montenegro, ottenuta la licenza esplorativa relativa a quattro blocchi offshore per una superficie complessiva di 1.228 chilometri quadrati. La licenza sarà operata da Eni con un interest del 50% in joint venture con Novatek.
- Finalizzato nel marzo 2017 un farm-in agreement per l'acquisto del 50% del Blocco 11, operato da Total, nell'offshore di Cipro. Il blocco esplorativo di 2.215 chilometri quadrati è prossimo alla scoperta di Zohr.
- Sono stati firmati quattro accordi con le compagnie di stato del Bahrein per studiare e valutare il potenziale di alcuni asset offshore e onshore di esplorazione e produzione nel Paese. Conclusi gli studi di valutazione, le autorità del Bahrein valuteranno insieme a Eni la possibilità di future iniziative per ulteriori sviluppi delle risorse energetiche del Paese.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 10.500 chilometri quadrati in quota Eni di nuovo acreage in paesi di consolidata presenza, in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia e Regno Unito, e l'ingresso in nuove aree, quali i già citati Montenegro e Marocco.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €417 milioni e hanno riguardato il completamento di 16 nuovi pozzi esplorativi (10,2 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale si porta a livelli top dell'industria (50% in quota Eni). A fine esercizio risultano 79 pozzi in progress (40 in quota Eni).

## Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Conseguiti avvilii di produzione da progetti rilevanti, tra cui:
  - il giacimento norvegese Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents, con la produzione che ha raggiunto il plateau di 100 mila boe/giorno (65 mila boe/giorno in quota Eni);
  - il riavvio della produzione a Kashagan (Eni 16,81%) dopo il completamento delle operazioni di sostituzione delle pipeline danneggiate. La produzione è prevista raggiungere la capacità produttiva di 370 mila barili/giorno entro il 2017;
  - l'avvio della produzione dei giacimenti di M'Pungi e M'Pungi Nord nell'ambito del progetto modulare West Hub Development del Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) nell'offshore dell'Angola, che ha portato la produzione complessiva dell'hub a circa 81 mila barili/giorno;
  - nel febbraio 2017, il progetto East Hub Development del Blocco 15/06, in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Il programma, con uno schema di sviluppo simile a quello del West Hub, prevede la messa in produzione del reservoir nella parte nord est dell'area;
  - la Great Nooros Area (Eni 75%) in Egitto, con il conseguimento del picco produttivo di 85,5 mila boe/giorno in quota Eni. Si tratta di un risultato record, conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta e in anticipo rispetto alle previsioni. Inoltre, grazie al contesto maturo e alla natura convenzionale del progetto, la produzione presenta costi tra i più bassi del portafoglio di Eni.
- Prosegue la realizzazione dei progetti di sviluppo previsti in avvio nel 2017 (Jangkrik in Indonesia, OCTP oil in Ghana, e i citati Zohr ed East Hub). Questi progetti unitamente al ramp-up di Kashagan e Goliat, assicureranno un solido contributo alla generazione di cassa 2017 e anni successivi.



Handwritten signature or initials, possibly "he".

82.352/453

- Firmato in Mozambico tra i partner dell'Area 4 e BP l'accordo vincolante per la fornitura ventennale di circa 3,3 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi), che sarà prodotto dall'impianto galleggiante Coral South. L'accordo costituisce un passo fondamentale per la final investment decision di Coral, che prevede la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.
- Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto della partecipazione del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori.
- Il modello di cooperazione di Eni è volto a supportare lo sviluppo delle comunità locali, a contribuire a limitare le disuguaglianze socio-economiche nelle aree in cui opera e ad assicurare il coinvolgimento di tutti gli stakeholder. In questo senso, Eni è impegnata nella produzione di energia per il mercato domestico, nella diffusione dell'accesso all'energia, nella diversificazione del mix energetico e delle economie locali, nel trasferimento di know how e tecnologia e nello sviluppo locale negli ambiti della salute e dell'educazione.
- La strategia integrata di lungo termine elaborata da Eni per intraprendere il proprio percorso verso gli obiettivi di decarbonizzazione è basata sull'abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> e ulteriore incremento dell'efficienza delle attività operative; mantenimento di un portafoglio di progetti a basso potenziale di emissioni di CO<sub>2</sub> e promozione dell'utilizzo del gas come fonte di transizione per la generazione elettrica e di alimentazione per il trasporto.
- Sono stati investiti €2.770 milioni (-16,8% rispetto al 2015) nell'avanzamento di importanti progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi, in particolare in Egitto, Angola, Kazakistan, Indonesia, Iraq, Ghana e Norvegia.
- Nel 2016 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €62 milioni (€78 milioni nel 2015).

Il modello di sviluppo upstream continuerà a essere caratterizzato dalla presenza in progetti convenzionali generati da attività organica, di grandi dimensioni e ridotti costi di sviluppo unitari, sostenibili anche a livelli contenuti di prezzi del Brent.

I rilevanti successi esplorativi hanno consentito l'accrescimento delle risorse di idrocarburi, nonché una significativa generazione di valore attraverso la rapida monetizzazione delle riserve scoperte in eccesso al rateo di rimpiazzo.

Obiettivi prioritari sono l'aumento e la valorizzazione delle risorse esplorative e la crescita della generazione di cassa.

L'aumento e la valorizzazione delle risorse esplorative saranno perseguiti attraverso: (i) la focalizzazione su attività di appraisal delle recenti scoperte (Egitto, Angola, Norvegia e Messico), su attività near-field e incrementale in aree legacy e in prossimità di campi già in sviluppo con una previsione di nuove scoperte per 2-3 miliardi di boe; (ii) il rinnovo del portafoglio titoli esplorativi con attenzione ai temi ad alta materialità; e (iii) la rapida messa in produzione delle risorse scoperte, attraverso l'ottimizzazione del time-to-market e la focalizzazione sulla fase di "execution" dei progetti.

La generazione di cassa sarà sostenuta: (i) dalla crescita delle produzioni a un tasso medio annuo del 3% post dismissioni, mantenendo una solida base di progetti nelle aree core, anche attraverso la leva dei negoziati con i Paesi produttori e lo stretto monitoraggio delle attività non operate. Gli start-up pianificati e la crescita di quelli avviati nel 2016, unitamente all'ottimizzazione della produzione, produrranno circa 850 mila boe/giorno nel 2020. I principali avvii sono il progetto Jangkrik (Eni operatore con il 55%) in Indonesia, il progetto East Hub in Angola, lo sviluppo a olio e gas della licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, nonché l'accelerated start-up della scoperta giant offshore di Zohr e la continua messa in produzione delle scoperte della Great Nooros Area in Egitto; (ii) da un approccio modulare, per fasi, allo sviluppo dei progetti al fine di ridurre l'esposizione finanziaria e accelerare l'avvio delle produzioni; (iii) dall'aumento dell'efficienza attraverso azioni diffuse di riduzione dei costi operativi, perseguite anche attraverso la rinegoziazione dei contratti di fornitura; (iv) dal focus sul circolante attraverso l'ottimizzazione dei crediti vs terzi e partner in JV e la minimizzazione delle giacenze di magazzino; e (v) dalla rapida monetizzazione di quote delle scoperte effettuate.

I principali fattori di rischio che potrebbero impattare la performance dell'upstream, soprattutto nel breve/medio termine, sono: (i) il rischio scenario connesso alle quotazioni del Brent. Le azioni di mitigazione prevedono ulteriori interventi di razionalizzazione oltre che rinegoziazioni del costo dei beni e dei servizi correlati al nuovo trend di mercato. Con riferimento agli investimenti, nel piano 2017-20 si prevede una riduzione del 13% rispetto al piano precedente a parità di cambio per effetto del recupero di efficienza nell'esplorazione, focalizzata su attività near-field e di appraisal, del rephasing di progetti non sanzionati con minore contributo produttivo e ritorno di cassa nel quadriennio, della riduzione dell'impegno sui progetti non operati, di un'intensa attività di rinegoziazione dei contratti e della cessione del 40% di share del progetto Zohr; (ii) il rischio geopolitico connesso all'instabilità politica e sociale in alcuni paesi in cui Eni opera. Le attività operative Eni risultano attualmente localizzate perlopiù in aree lontane dalle zone d'instabilità mentre la parte più importante della crescita è prevista in Paesi a basso/medio rischio (circa l'85% degli investimenti del quadriennio); (iii) il rischio connesso alla complessità tecnologica e logistica di alcuni progetti. Le principali azioni di mitigazione prevedono, oltre che la selezione di contrattisti adeguati, il controllo e la minimizzazione dei tempi di messa in produzione delle risorse e il mantenimento di un elevato livello di operatorship (produzioni di asset operati nel portafoglio progetti pari al 76% nel 2020); e (iv) il rischio tecnico connesso alle attività di drilling "critiche" relative alla perforazione di pozzi deepwater, high pressure/high temperature e PEE (con Potenziale Esposizione Economica). Nel piano 2017-2020 la percentuale dei pozzi critici sul totale pozzi previsti passa dal 19% del 2017 al 15% del 2020 (16% nell'arco di piano) e la percentuale di attività critiche operate è complessivamente del 63%, garantendo un maggiore controllo diretto e il rispetto degli elevati standard Eni.

La sostenibilità del business nel breve e lungo termine rimane fattore chiave nel raggiungimento degli obiettivi attraverso il sempre maggiore coinvolgimento di tutti gli stakeholder, delle continue relazioni con le autorità locali e perseguendo: (i) la riduzione di oltre il 20% dei volumi di gas flared di processo nel 2020 rispetto al 2014, in linea con il target del zero routine flaring al 2025; (ii) la gestione delle risorse idriche, con il completamento di importanti progetti nell'arco del quadriennio per l'aumento delle acque di produzione re-iniettate con il target del 72% al 2020; (iii) la riduzione del carbon footprint attraverso l'evoluzione degli investimenti a gas e le iniziative di energy savings.

82352/454

## Riserve

### Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

### Governance delle riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore<sup>2</sup>; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità ope-

rativa (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato l'Università degli Studi di Milano conseguendo la Laurea in Fisica nel 1988 e possiede un'esperienza di oltre 25 anni nel settore petrolifero e oltre 15 anni nella valutazione delle riserve.

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

### Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione<sup>3</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>4</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2016 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates<sup>5</sup> hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2016 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 41% delle riserve Eni al 31 dicembre 2016. Nel triennio 2014-2016 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 94% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2016 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Zubair (Iraq), Bu Attifel (Libia) e CAFC-M/E (Algeria).

(2) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2016.

(3) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott e nel 2015 si è aggiunta la società Gaffney, Cline & Associates.

(4) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2016.

(5) Includo le riserve delle società in joint venture a collegate.

Exploration &amp; Production

82352/455

## Evoluzione

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

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

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
<b>Riserve certe al 31 dicembre 2015</b>	<b>5.975</b>	<b>915</b>	<b>6.890</b>
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	1.327	(7)	1.320
Effetto prezzo	(73)	(3)	(76)
Promozioni nette	1.254	(10)	1.244
Produzione	(616)	(28)	(644)
<b>Riserve certe al 31 dicembre 2016</b>	<b>6.613</b>	<b>877</b>	<b>7.490</b>
Tasso di rimpiazzo organico	(%)		193

Nel 2016 le promozioni nette a riserve certe di 1.244 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte, estensioni (+887 milioni di boe), principalmente in Egitto; (ii) revisioni di precedenti stime (+355 milioni di boe) in particolare in Libia, Iraq e Kazakhstan; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+2 milioni di boe) in particolare in Algeria e Norvegia.

Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo organico<sup>6</sup> del 193%.

L'effetto prezzo negativo di 76 milioni di boe è principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento da 54 \$/barile nel 2015 a 42,8 \$/barile nel 2016, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e sull'economicità delle code di produzione. La vita utile residua delle riserve è pari a 11,6 anni (10,7 nel 2015).

## Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2016 ammontano a 3.215 milioni di boe, di cui 1.165 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 317 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e America. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 1.040 milioni di barili di liquidi e 261 miliardi di metri cubi di gas naturale. Nel 2016 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 348 milioni di boe a seguito essenzialmente: (i) di nuove scoperte ed estensioni (+873 milioni di boe) in particolare in Egitto, a seguito essenzialmente della FID del progetto Zohr; (ii) di revisioni di precedenti stime (+121 milioni di boe) in particolare in Congo e Iraq; e (iii) della conversione a riserve certe sviluppate (-546 milioni di boe) principalmente in Kazakhstan, Venezuela e Congo.

Durante il 2016, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 646 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Kashagan (Kazakhstan), Perla (Venezuela), Litchendjili (Congo), Zubair (Iraq) e Goliat (Norvegia).

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €7,5 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Le riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni sono concentrate principalmente in Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (0,2 miliardi di boe), in alcuni asset del Venezuela (0,4 miliardi di boe) ed in Iraq (0,2 miliardi di boe), relativi alle fasi successive dei progetti in corso, nonché in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,5 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine.

## Impegni contrattuali di fornitura

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 453 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela. I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa l'86% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

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



82352/100

## Riserve certe di petrolio e gas naturale

	2014			2015			2016		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
<b>Società consolidate</b>									
<b>Italia</b>	243	40.484	503	228	36.905	465	176	27.648	354
<i>Sviluppate</i>	184	33.754	401	171	29.757	362	132	23.925	287
<i>Non sviluppate</i>	59	6.730	102	57	7.148	103	44	3.723	67
<b>Resto d'Europa</b>	331	33.196	544	305	29.594	495	264	24.889	426
<i>Sviluppate</i>	174	25.125	335	237	26.034	404	228	22.674	374
<i>Non sviluppate</i>	157	8.071	209	68	3.560	91	36	2.215	52
<b>Africa Settentrionale</b>	776	149.869	1.740	821	135.881	1.694	735	262.188	2.432
<i>Sviluppate</i>	521	59.755	904	542	72.668	1.010	492	71.684	957
<i>Non sviluppate</i>	255	90.114	836	279	63.213	684	243	190.504	1.475
di cui:									
<b>Egitto</b>							281	156.316	1.293
<i>Sviluppate</i>							205	22.630	352
<i>Non sviluppate</i>							76	133.686	941
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	739	77.651	1.239	787	76.856	1.282	809	78.369	1.317
<i>Sviluppate</i>	470	35.980	702	511	39.367	764	507	46.769	809
<i>Non sviluppate</i>	269	41.671	537	276	37.489	518	302	31.600	508
<b>Kazakhstan</b>	697	58.013	1.069	771	66.649	1.188	767	70.349	1.221
<i>Sviluppate</i>	306	43.966	589	355	51.832	689	556	63.391	966
<i>Non sviluppate</i>	391	14.047	480	416	14.817	509	211	6.958	255
<b>Resto dell'Asia</b>	131	23.978	285	262	24.864	422	307	28.395	491
<i>Sviluppate</i>	64	7.393	112	126	5.225	159	124	7.911	175
<i>Non sviluppate</i>	67	16.585	173	136	19.639	263	183	20.484	316
<b>America</b>	147	13.246	232	189	12.419	269	163	9.993	227
<i>Sviluppate</i>	116	11.141	188	149	10.549	217	143	9.580	205
<i>Non sviluppate</i>	31	2.105	44	40	1.870	52	20	413	22
<b>Australia e Oceania</b>	13	22.821	160	9	21.793	150	9	20.964	145
<i>Sviluppate</i>	12	19.102	135	9	16.562	115	8	15.822	111
<i>Non sviluppate</i>	1	3.719	25		5.231	35	1	5.142	34
<b>Totale società consolidate</b>	3.077	419.258	5.772	3.372	404.961	5.975	3.230	522.795	6.613
<i>Sviluppate</i>	1.847	236.216	3.366	2.100	251.994	3.720	2.180	261.756	3.884
<i>Non sviluppate</i>	1.230	183.042	2.406	1.272	152.967	2.255	1.040	261.039	2.729
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
<b>Africa Settentrionale</b>	14	419	16	13	363	14	13	414	14
<i>Sviluppate</i>	13	415	15	13	363	14	13	414	14
<i>Non sviluppate</i>	1	4	1						
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	17	9.957	81	16	10.967	87	15	10.421	82
<i>Sviluppate</i>	7	2.540	23	6	2.376	22	8	2.927	26
<i>Non sviluppate</i>	10	7.417	58	10	8.591	65	7	2.494	56
<b>Resto dell'Asia</b>	1	510	5		359	4		149	2
<i>Sviluppate</i>		273	3		260	2		148	2
<i>Non sviluppate</i>	1	237	2		99	2			
<b>America</b>	117	94.943	728	158	101.399	810	140	98.633	779
<i>Sviluppate</i>	26	145	26	29	36.691	265	22	50.445	349
<i>Non sviluppate</i>	91	94.798	702	129	64.708	545	118	48.188	430
<b>Totale società in joint venture e collegate</b>	149	105.829	830	187	113.088	915	166	109.617	877
<i>Sviluppate</i>	46	3.373	67	48	39.690	303	43	53.935	361
<i>Non sviluppate</i>	103	102.456	763	139	73.398	612	125	55.682	486
<b>Totale riserve certe</b>	3.226	525.087	6.602	3.559	518.049	6.890	3.398	632.412	7.490
<i>Sviluppate</i>	1.893	239.589	3.433	2.148	291.684	4.023	2.233	315.691	4.275
<i>Non sviluppate</i>	1.333	285.498	3.169	1.411	226.365	2.867	1.165	316.721	3.215

82352/457

## Produzione

Nel 2016 la produzione di idrocarburi<sup>7</sup> è stata di 1,759 milioni di boe/giorno, in linea rispetto al 2015, nonostante l'interruzione delle attività produttive in Val d'Agri. Lo start-up di nuovi giacimenti e il ramp-up di quelli avviati nel 2015, in particolare in Angola, Egitto, Kazakhstan, Norvegia e Venezuela nonché le maggiori produzioni in Iraq sono state compensate dalle fermate programmate, in particolare nel Regno Unito, e dal declino di giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata del 92% (90% nel 2015).

La produzione di petrolio (878 mila barili/giorno) è diminuita di 30 mila barili/giorno, pari al 3,3%, a seguito in particolare dell'interruzione della produzione in Val d'Agri, delle fermate programmate e del declino dei giacimenti maturi. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dagli avvil/ramp-up in particolare in Angola, Kazakhstan e Norvegia, nonché dalle maggiori produzioni in Iraq.

La produzione di gas naturale (136 milioni di metri cubi/giorno) è au-

mentata di 3 milioni di metri cubi/giorno rispetto al 2015, pari al 2,3%. Le maggiori produzioni in Egitto e Venezuela sono state parzialmente compensate dalle fermate programmate e dal declino dei giacimenti maturi. La produzione venduta di idrocarburi è stata di 608,6 milioni di boe. La differenza di 35,2 milioni di boe rispetto alla produzione di 643,8 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas destinati all'autoconsumo (32,1 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (320 milioni di barili) è stata destinata per circa il 68% ai settori mid-downstream. La produzione venduta di gas naturale (44,6 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 22% al settore Gas & Power.

Nel 2016 i volumi sversati a seguito di oil spill operativi registrano una riduzione del 13%; la performance migliore si registra in Nigeria per gli interventi di revamping di alcune linee.

### Produzione annuale di idrocarburi<sup>(a)(b)</sup>

	2014			2015			2016		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
<b>Società consolidate</b>									
Italia	27	6,0	65	25	5,6	62	17	4,9	49
Resto d'Europa	34	5,5	69	31	5,7	68	40	5,2	73
Africa Settentrionale	91	17,7	206	98	22,1	240	88	22,7	235
Africa Sub-Sahariana	84	5,3	118	93	4,8	124	91	4,8	122
Kazakhstan	19	2,1	32	20	2,3	35	24	2,6	41
Resto dell'Asia	13	3,3	34	28	3,0	47	28	2,5	45
America	27	2,3	41	28	2,7	45	25	2,7	43
Australia e Oceania	2	1,1	10	2	1,2	9	1	1,2	8
	<b>297</b>	<b>43,3</b>	<b>575</b>	<b>325</b>	<b>47,4</b>	<b>630</b>	<b>314</b>	<b>48,6</b>	<b>616</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Africa Settentrionale	1	0,1	1	1		1	1	0,1	2
Africa Sub-Sahariana		0,1	1					0,3	2
Resto dell'Asia		0,2	2	1	0,3	2	1	0,2	2
America	4		4	4	0,7	9	5	2,6	22
	<b>5</b>	<b>0,4</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>1,0</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>3,2</b>	<b>28</b>
<b>Totale</b>	<b>302</b>	<b>43,7</b>	<b>583</b>	<b>331</b>	<b>48,4</b>	<b>642</b>	<b>321</b>	<b>49,8</b>	<b>644</b>

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

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (32,1, 26,4 e 29,4 milioni di boe, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014).

(?) A partire dal 1° gennaio 2016, nell'ambito di un processo di verifica su base regolare, la Società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1mc = 0,00647 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00643 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta nell'ultimo triennio ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") del 2016 è stato di 5 mila boe/giorno. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

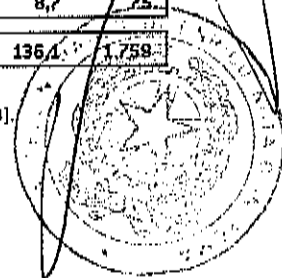
82352/658

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

	2014			2015			2016		
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
<b>Società consolidate</b>									
Italia	73	16,5	179	69	15,5	169	47	13,3	133
Resto d'Europa	93	15,2	190	85	15,6	185	109	14,1	201
Croazia		1,1	7		0,6	4		0,7	5
Norvegia	62	7,8	112	57	7,5	105	86	7,3	133
Regno Unito	31	6,3	71	28	7,5	76	23	6,1	63
<b>Africa Settentrionale</b>	<b>248</b>	<b>48,7</b>	<b>562</b>	<b>268</b>	<b>60,5</b>	<b>658</b>	<b>241</b>	<b>62,1</b>	<b>643</b>
Algeria	83	4,0	109	79	2,7	96	77	3,3	98
Egitto	88	18,4	206	96	14,4	189	76	16,9	185
Libia	73	25,8	239	89	43,0	365	84	41,5	353
Tunisi	4	0,5	8	4	0,4	8	4	0,4	7
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	<b>231</b>	<b>14,4</b>	<b>323</b>	<b>256</b>	<b>13,3</b>	<b>341</b>	<b>247</b>	<b>13,2</b>	<b>333</b>
Angola	75	1,1	82	96	0,9	101	108	1,4	118
Congo	80	4,1	106	78	3,9	103	71	4,2	98
Nigeria	76	9,2	135	82	8,5	137	68	7,6	117
<b>Kazakhstan</b>	<b>52</b>	<b>5,7</b>	<b>88</b>	<b>56</b>	<b>6,2</b>	<b>95</b>	<b>65</b>	<b>7,2</b>	<b>111</b>
<b>Resto dell'Asia</b>	<b>36</b>	<b>8,7</b>	<b>93</b>	<b>77</b>	<b>8,2</b>	<b>130</b>	<b>78</b>	<b>7,0</b>	<b>123</b>
Cina	4		4	3		3	2		2
India		0,1	1		0,1	1			
Indonesia	1	1,4	11	2	1,5	12	3	1,4	12
Iran	1		1	22		22			
Iraq	21		21	40		40	64	0,5	67
Pakistan		7,0	45		6,4	41		4,9	32
Turkmenistan	9	0,2	10	10	0,2	11	9	0,2	10
<b>America</b>	<b>74</b>	<b>6,2</b>	<b>115</b>	<b>75</b>	<b>7,3</b>	<b>122</b>	<b>69</b>	<b>7,3</b>	<b>116</b>
Ecuador	12		12	11		11	10		10
Stati Uniti	62	4,5	92	64	5,3	98	59	5,3	93
Trinidad e Tobago		1,7	11		2,0	13		2,0	13
<b>Australia e Oceania</b>	<b>6</b>	<b>3,1</b>	<b>26</b>	<b>5</b>	<b>3,2</b>	<b>26</b>	<b>3</b>	<b>3,2</b>	<b>24</b>
Australia	6	3,1	26	5	3,2	26	3	3,2	24
	<b>813</b>	<b>118,5</b>	<b>1.576</b>	<b>891</b>	<b>129,8</b>	<b>1.726</b>	<b>859</b>	<b>127,4</b>	<b>1.684</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Angola		0,3	2				1	0,8	6
Indonesia	1	0,7	5	1	0,7	5	1	0,6	4
Tunisi	4	0,1	5	4	0,2	4	3	0,1	4
Venezuela	10		10	12	1,9	25	14	7,2	61
	<b>15</b>	<b>1,1</b>	<b>22</b>	<b>17</b>	<b>2,8</b>	<b>34</b>	<b>19</b>	<b>8,7</b>	<b>75</b>
<b>Totale</b>	<b>828</b>	<b>119,6</b>	<b>1.598</b>	<b>908</b>	<b>132,6</b>	<b>1.760</b>	<b>878</b>	<b>136,1</b>	<b>1.759</b>

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

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (13,5, 11,2 e 12,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014).



Ne

82352/059

## Pozzi produttivi

Nel 2016 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 9.399 (3.737,6 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.673 (2.494,7 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.726 (1.242,9 in quota Eni).

Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Pozzi produttivi<sup>(a)</sup>

(numero)	2016			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	In quota Eni	totali	In quota Eni
Italia	243,0	197,1	616,0	532,4
Resto d'Europa	395,0	72,5	160,0	88,1
Africa Settentrionale	1.813,0	963,8	225,0	98,1
Africa Sub-Sahariana	3.020,0	590,3	350,0	28,8
Kazakhstan	204,0	54,8		
Resto dell'Asia	727,0	479,1	1.036,0	393,2
America	264,0	133,3	321,0	98,5
Australia e Oceania	7,0	3,8	18,0	3,8
	<b>6.673,0</b>	<b>2.494,7</b>	<b>2.726,0</b>	<b>1.242,9</b>

(a) Include 2.128 (741,9 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

## Attività di drilling

## Esplorazione

Nel 2016 sono stati ultimati 16 nuovi pozzi esplorativi (10,2 in quota Eni), a fronte dei 29 nuovi pozzi esplorativi (19,1 in quota Eni) del 2015 e dei 44 nuovi pozzi esplorativi (25,8 in quota Eni) del 2014.

classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 50% (50% in quota Eni), a fronte del 16,7% (25,1% in quota Eni) del 2015 e del 31,3% (38,0% in quota Eni) del 2014.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi

## Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>				Pozzi in progress <sup>(b)</sup>			
	2014		2015		2016		2016	
	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	totale	in quota Eni
Italia		0,6				1,0	4,0	2,3
Resto d'Europa		4,3		2,2	0,1	0,4	9,0	2,3
Africa Settentrionale	3,5	4,3	3,3	5,8	6,0	1,8	16,0	12,3
Africa Sub-sahariana	7,3	7,3	0,6	2,9	0,1	1,1	32,0	17,0
Kazakhstan							6,0	1,1
Resto dell'Asia	1,3	4,3		3,4		0,9	8,0	3,2
America	2,0	1,4	1,0	0,3		1,0	3,0	1,5
Australia e Oceania		0,9					1,0	0,3
	<b>14,1</b>	<b>23,1</b>	<b>4,9</b>	<b>14,6</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>79,0</b>	<b>40,0</b>

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

82 352/460

## Sviluppo

Nel 2016 sono stati ultimati 296 nuovi pozzi di sviluppo (118,7 in quota Eni) a fronte dei 335 nuovi pozzi di sviluppo (132,4 in quota Eni) del 2015 e dei 440 (191 in quota Eni) del 2014.

È attualmente in corso la perforazione di 68 pozzi di sviluppo (28,6 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932).

### Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>				Pozzi in progress			
	2014		2015		2016		2016	
	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	totale	In quota Eni
Italia	12,5		6,0		4,0		1,0	1,0
Resto d'Europa	9,8	1,0	10,2	0,1	5,6		4,0	0,6
Africa Settentrionale	54,5	1,0	30,5	2,8	38,6	1,2	18,0	10,0
Africa Sub-Sahariana	31,6		22,0	2,5	21,2	0,2	36,0	14,0
Kazakhstan	1,5		4,7		4,6		3,0	0,8
Resto dell'Asia	54,2	1,6	29,7	5,9	31,6	0,5	2,0	0,3
America	22,1	0,7	17,4	0,1	9,9	1,3	4,0	1,9
Australia e Oceania	0,1	0,4	0,5					
	<b>186,3</b>	<b>4,7</b>	<b>121,0</b>	<b>11,4</b>	<b>115,5</b>	<b>3,2</b>	<b>68,0</b>	<b>28,6</b>

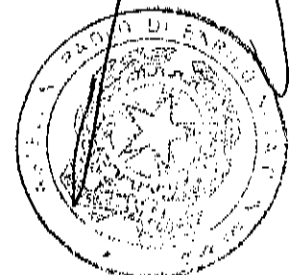
(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

## Superfici

Nel 2016 Eni ha condotto operazioni in 44 paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2016 il portafoglio minerario di Eni consiste in 780 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 323.896 chilometri quadrati in quota Eni (342.708 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2015). La superficie sviluppata è di 32.489 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 291.407 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2016 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Egitto, Ghana, Marocco, Montenegro, Norvegia e Regno Unito per una superficie di circa 10.500 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Australia, Gabon, India, Liberia, Norvegia e Stati Uniti per circa 13.000 chilometri quadrati; (iii) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale in Australia, Portogallo e Sudafrica e per variazioni di quota principalmente in Myanmar, per circa 17.000 chilometri quadrati.



Ne

82352/461

## Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2015			31 dicembre 2016			Totale Sup. netta <sup>(a)</sup>	
	Totale Sup. netta <sup>(a)</sup>	Numero titoli	Sup. lorda <sup>(a)(b)</sup> sviluppata	Sup. lorda <sup>(a)</sup> non sviluppata	Totale Sup. lorda <sup>(a)</sup>	Sup. netta <sup>(a)(b)</sup> sviluppata		Sup. netta <sup>(a)</sup> non sviluppata
<b>EUROPA</b>	<b>45.123</b>	<b>295</b>	<b>15.693</b>	<b>51.758</b>	<b>67.451</b>	<b>10.827</b>	<b>34.553</b>	<b>45.380</b>
Italia	16.975	146	10.498	10.320	20.818	8.775	7.992	16.767
Resto d'Europa	28.148	149	5.195	41.438	46.633	2.052	26.561	28.613
Cipro	10.018	3		12.523	12.523		10.018	10.018
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro		4		1.228	1.228		614	614
Norvegia	3.114	57	2.311	6.045	8.356	452	2.156	2.608
Portogallo	6.370	3		4.547	4.547		3.182	3.182
Regno Unito	1.905	67	909	5.932	6.841	613	5.215	6.328
Altri Paesi	3.845	11		6.273	6.273		2.967	2.967
<b>AFRICA</b>	<b>157.441</b>	<b>264</b>	<b>46.384</b>	<b>264.600</b>	<b>310.984</b>	<b>11.729</b>	<b>140.947</b>	<b>152.676</b>
Africa Settentrionale	25.699	121	14.292	54.122	68.414	5.738	23.654	28.392
Algeria	1.179	42	3.222	187	3.409	1.148	31	1.179
Egitto	9.668	57	5.508	22.523	28.031	2.074	8.591	10.665
Libia	13.294	11	1.962	24.673	26.635	958	12.336	13.294
Marocco		1		6.739	6.739		2.696	2.696
Tunisia	1.558	10	3.600		3.600	1.558		1.558
Africa Sub-Sahariana	131.742	143	32.092	210.478	242.570	5.991	117.293	123.284
Angola	4.404	57	8.160	12.892	21.052	1.024	3.343	4.367
Congo	1.354	25	1.794	657	2.451	971	197	1.168
Costa d'Avorio	429	1		954	954		286	286
Gabon	7.615	4		6.217	6.217		6.217	6.217
Ghana	100	3		1.353	1.353		579	579
Kenya	40.426	7		61.363	61.363		41.173	41.173
Liberia	1.841	1		2.341	2.341		585	585
Mozambico	1.956	6		3.911	3.911		1.956	1.956
Nigeria	7.432	34	22.138	8.631	30.769	3.996	3.374	7.370
Sud Africa	32.881	1		65.696	65.696		26.279	26.279
Altri Paesi	33.304	4		46.463	46.463		33.304	33.304
<b>ASIA</b>	<b>117.189</b>	<b>59</b>	<b>18.165</b>	<b>198.024</b>	<b>216.189</b>	<b>6.016</b>	<b>103.745</b>	<b>109.761</b>
Kazakhstan	869	6	2.391	2.542	4.933	442	427	869
Resto dell'Asia	116.314	53	15.774	195.482	211.256	5.574	103.318	108.892
Cina	7.069	8	77	7.056	7.133	13	7.056	7.069
India	6.167	1		13.110	13.110		5.244	5.244
Indonesia	25.124	14	4.246	30.243	34.489	1.603	23.578	25.181
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Myanmar	20.050	4		24.080	24.080		13.558	13.558
Pakistan	8.810	14	10.177	11.486	21.663	3.332	5.414	8.746
Russia	20.862	3		62.592	62.592		20.862	20.862
Timor Leste	1.230	1		1.538	1.538		1.230	1.230
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	23.132	5		30.777	30.777		23.132	23.132
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
<b>AMERICA</b>	<b>6.628</b>	<b>148</b>	<b>4.948</b>	<b>8.154</b>	<b>13.102</b>	<b>3.208</b>	<b>2.488</b>	<b>5.696</b>
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Messico	67	3		67	67		67	67
Stati Uniti	2.118	129	1.320	997	2.317	660	526	1.186
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
<b>AUSTRALIA E OCEANIA</b>	<b>16.333</b>	<b>14</b>	<b>1.140</b>	<b>15.728</b>	<b>16.868</b>	<b>709</b>	<b>9.674</b>	<b>10.383</b>
Australia	16.333	14	1.140	15.728	16.868	709	9.674	10.383
<b>Totale</b>	<b>342.708</b>	<b>780</b>	<b>86.330</b>	<b>538.264</b>	<b>624.594</b>	<b>32.489</b>	<b>291.407</b>	<b>323.896</b>

(a) Chilometri quadrati.

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

170

82352/462

## Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

### Italia

Il 12 agosto 2016 le attività del centro oli di Viggiano in Val d'Agri (Eni 60,77%) sono state progressivamente riavviate a seguito della notifica di dissequestro definitivo da parte del GIP di Potenza e dell'autorizzazione all'esercizio dell'impianto da parte dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse del Ministero dello Sviluppo Economico. La ripresa della produzione è conseguenza del completamento nel giugno 2016 di alcune modifiche non sostanziali all'impianto, autorizzate dal competente dipartimento del Ministero dello Sviluppo Economico, volte a risolvere quanto contestato dalla Procura nell'ambito del procedimento penale per presunti reati ambientali.

Nel 2016 è proseguito il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata, in particolare: (i) l'attuazione del Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente; e (ii) le azioni per la promozione della cultura, della valorizzazione delle attività agricole e sviluppo socio-economico dell'area.

Nell'offshore Adriatico le iniziative di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Barbara, Cervia/Arianna e Morena; e (ii) lo start-up del progetto di sviluppo Clara NW.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Casiopea. È stato presentato alle competenti autorità un progetto di ottimizzazione delle attività con l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale, di massimizzare lo sviluppo economico e occupazionale locale e di recuperare le aree della Raffineria Eni già bonificate per la realizzazione degli impianti di trattamento. Le attività programmate sono in attesa di autorizzazione da parte delle competenti autorità. Inoltre, il Protocollo d'Intesa include la realizzazione di interventi per lo sviluppo sostenibile del territorio, per complessivi €32 milioni. Sono stati firmati 3 protocolli attuativi, di cui il primo, completato, ha riguardato la realizzazione di una sala espositiva presso il Museo Archeologico di Gela. Gli altri interventi definiti riguardano progetti a sostegno dell'imprenditoria giovanile e interventi di riqualifica e potenziamento del porto di Gela.

### Resto d'Europa

**Norvegia** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo a inizio 2017, con una nuova scoperta a gas e olio nelle licenze PL 128/128D (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia, in prossimità delle facility produttive del giacimento Norne (Eni 6,9%) in linea con la strategia di esplorazione near-field che permette in caso di successo la veloce messa in produzione delle riserve.

Nel 2016 Eni si è aggiudicata le licenze esplorative PL 128D (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia, PL 816 (Eni 20%, operatore) nel Mare del Nord norvegese, PL 229D (Eni 65%, operatore) e PL 849 (Eni 30%) nel Mare di Barents.

Nel gennaio 2017 Eni si è aggiudicata ulteriori licenze esplorative PL 128E (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia e PL 900 (Eni 90%, operatore) e PL 901 (Eni 30%) nel Mare di Barents.

Nel marzo 2016 è stata avviata la produzione del giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. La produzione ha raggiunto il target di 100 mila boe/giorno (65 mila boe/giorno in quota Eni) e, nel corso del 2016, il picco produttivo di circa 114 mila boe/giorno (circa 74 mila boe/giorno in quota Eni). Secondo le stime il giacimento contiene riserve pari a circa 180 milioni di barili di olio. La produzione avviene attraverso un sistema sottomarino composto da 22 pozzi allacciati al più grande e sofisticato impianto di produzione e stoccaggio cilindrico del mondo (FPSO) attraverso un sistema di condotte sottomarine per la produzione e per l'iniezione. L'utilizzo delle più avanzate tecnologie, l'alimentazione elettrica della piattaforma dalla terraferma, la re-iniezione in giacimento di acqua e gas e nessun flaring di gas in normale produzione consentono di minimizzare l'impatto ambientale.

Le altre attività hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling a sostegno della produzione dei giacimenti Ekofisk ed Eldfisk nella licenza PL 018 (Eni 12,39%) nel Mare del Nord norvegese; (ii) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione nei giacimenti di Asgard (Eni 14,82%), Heidrun (Eni 5,17%) e Norne Outside (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia.

**Regno Unito** Nel 2016 è stata ottenuta l'assegnazione con una quota del 100% e l'operatorship delle tre licenze esplorative PL2287, PL2288 e PL2292 nel Mare d'Irlanda e nella Liverpool Bay Area, adiacenti ad asset produttivi operati da Eni.

Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento della Fase 2 del giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con raggiungimento del picco produttivo di 61 mila boe/giorno (13 mila boe/giorno in quota Eni).

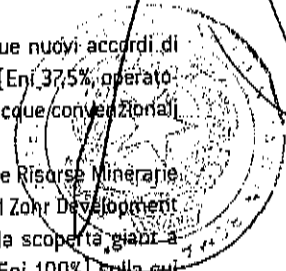
### Africa Settentrionale

**Algeria** Nel corso del 2016 è stato finalizzato l'accordo di unitizzazione dei giacimenti SF-SFNE nei Blocchi 401a/402a (Eni 55%) ed è stata ottenuta l'estensione contrattuale di 10 anni per tutti i giacimenti dell'area.

È stata avviata la produzione del progetto CAFC olio nel Blocco 405b (Eni 75%) alla fine del 2016, con la messa in produzione di 6 pozzi attraverso le facility di trattamento di MLE presenti nell'area. Il completamento delle attività del progetto è previsto nel corso del 2017. Proseguono le attività di sviluppo e ottimizzazione nei campi gas di MLE e CAFC con operazioni di construction, infilling e ottimizzazione della produzione. Le altre attività hanno riguardato azioni di infilling e ottimizzazione della produzione nel giacimento di Rod (Eni 65%, operatore) anche attraverso l'implementazione della tecnologia Enhanced Oil Recovery WAG (Water Alternate Gas injection).

**Egitto** Nel dicembre 2016 sono stati firmati due nuovi accordi di concessione per i blocchi di North El Hammad (Eni 37,5%, operatore) e North Ras El Esh (Eni 50%), situati nelle acque convenzionali dell'offshore egiziano del Mediterraneo.

Nel febbraio 2016 il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie egiziano ha approvato l'assegnazione a Eni del Zohr Development Lease che sancisce l'avvio dello sviluppo della scoperta a gas di Zohr nella licenza operata di Shorouk (Eni 100%) sulla cui base è stata presa la FID e sono state iscritte le riserve certe. Il first gas è previsto a fine 2017. Le prime prove di produzione effettuate su due pozzi e le attività di drilling di delineazione e di



82352/463

sviluppo eseguite hanno confermato il potenziale della scoperta di 850 miliardi di metri cubi di gas in posto. Le attività di perforazione proseguiranno nel 2017 mentre sono in corso le attività di costruzione dell'impianto onshore di trattamento del gas e di installazione delle facility offshore.

Nell'ambito della strategia Eni di "dual exploration" che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore, sono stati firmati due accordi per la cessione di una quota complessiva del 40% della scoperta di Zohr. Gli accordi sono relativi alla cessione di: (i) una quota del 10% a BP, per un ammontare pari a \$375 milioni e il rimborso pro quota degli investimenti sostenuti per \$150 milioni; (ii) una quota del 30% a Rosneft, per un ammontare pari a \$1.125 milioni e il rimborso pro quota degli investimenti sostenuti pari a circa \$450 milioni. L'accordo riconosce ai nuovi partner l'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 5% alle medesime condizioni. Nel febbraio 2017, con l'approvazione del governo egiziano, è stata perfezionata la cessione a BP; l'accordo con Rosneft è previsto perfezionarsi entro la prima metà del 2017 e soggetto all'approvazione del governo del Paese. Nel corso dell'anno è stato raggiunto il picco produttivo di 85,5 mila boe/giorno in quota Eni del progetto Nidoco NW e satelliti nell'ambito del Great Nooros Area nella concessione Abu Madi West (Eni 75%). Si tratta di un risultato record, conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta avvenuta nel Luglio 2015 e in anticipo rispetto alle previsioni, grazie al successo degli ultimi pozzi esplorativi perforati nell'area di Nooros e dalla perforazione di nuovi pozzi di sviluppo. Con il completamento del programma di sviluppo, si prevede il raggiungimento della capacità produttiva di 160 mila boe/giorno nel corso del 2017.

È stato rivisto al rialzo il potenziale della scoperta esplorativa Baltim South West (Eni 50%, operatore) nell'offshore convenzionale, che è ora stimato contenere oltre 28 miliardi di metri cubi di gas in posto. La revisione avviene a seguito dei risultati della perforazione di un pozzo di delineazione. Il giacimento è situato in prossimità della Great Nooros Area.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la prosecuzione delle attività del progetto di sviluppo sub-sea END Phase 3 nella concessione di Ras el Barr (Eni 50%) con la perforazione e il completamento di due pozzi; (ii) attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni Sinai 12 (Eni 100%), Ashrafi (Eni 25%) e Meleiha (Eni 76%) per sostenere la capacità produttiva; e (iii) l'avvio di un impianto di trattamento gas nella concessione Meleiha.

Nel corso del 2016 Eni ha promosso l'avvio di iniziative per il supporto dello sviluppo socio-economico e sanitario delle comunità locali, in particolare nell'area di Port Said. In accordo con il Ministero del Petrolio e il Ministero della Salute, è stato definito un primo intervento in ambito sanitario nella zona di Al Garabaa, ad ovest di Port Said. Il programma prevede interventi per il miglioramento e rafforzamento dei servizi di emergenza e di assistenza sanitaria primaria.

**Libia** Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione programmata presso l'impianto di trattamento di Mellitah, della piattaforma produttiva di Sabratha e delle facility di trattamento di Wafa nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%); (ii) il posizionamento, l'installazione e il collegamento di una nuova FSO presso il giacimento in produzione di Bouri (Eni 50%). Lo start-up è avvenuto nei primi mesi del 2017; (iii) la seconda fase di sviluppo

del giacimento di Bahr Essalam (Eni 50%) con il completamento della campagna di perforazione offshore di 10 pozzi, di cui 9 perforati nel 2016. È stato assegnato il contratto EPCI per la fornitura e l'installazione delle flowline. Il first gas è previsto nel 2018; e (iv) il collegamento di un pozzo produttore presso il giacimento Wafa (Eni 50%) e l'esecuzione delle attività per contrastare il naturale declino produttivo dell'area.

## Africa Sub-Sahariana

**Angola** Nel Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) è in produzione dalla fine del 2014 il progetto West Hub, prima attività produttiva operata da Eni nel Paese. Lo schema di sviluppo prevede l'allacciamento sequenziale alla FPSO N'goma delle numerose scoperte dell'hub a sostegno del plateau produttivo. Nel corso del 2016 è stata avviata la produzione dei campi M'Pungi e M'Pungi Nord, il cui ramp-up ha portato la produzione complessiva dell'hub a circa 81 mila barili/giorno (circa 28 mila barili in quota Eni).

Il progetto include lo sviluppo di ulteriori 5 giacimenti con completamento previsto nel 2019. Lo sviluppo, nel rispetto della policy zero flaring, include pozzi di iniezione acqua e gas.

Nel febbraio 2017, è stato avviato il progetto East Hub nel Blocco 15/06, in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Lo start-up è stato conseguito con il collegamento del campo di Cabaça South East alla FPSO Armada Olombendo. Con l'avvio del progetto, nel Blocco sono state messe in produzione 5 scoperte, ed ulteriori 2 verranno avviate entro il 2018.

È stato avviato in early production il progetto Mafumeira Sul nel Blocco 0 (Eni 9,8%). Le attività di sviluppo proseguono, con completamento atteso nel corso del 2017. Il picco produttivo è stimato in 100 mila boe/giorno.

Nel corso dell'anno è stato firmato con la compagnia di stato angolana Sonagas il Malembo Gas Supply Agreement per la fornitura del gas associato alla produzione del Blocco 0 alla centrale elettrica nell'area di Malongo.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento del progetto Congo River Crossing per l'esportazione del gas prodotto dai Blocchi 0 e 14 (Eni 20%) all'impianto di liquefazione Angola LNG (Eni 13,6%), avviato nell'aprile 2016 con una produzione media annua di circa 6 mila boe/giorno in quota Eni; (ii) il progetto Kizomba Satellite Fase 2 (Eni 20%) che farà leva sulle facility produttive e di trattamento presenti nell'area.

**Congo** Nel dicembre 2016 è stata avviata la seconda fase dello sviluppo del giacimento Néné Marine, sanzionata nel 2015, nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore).

Sono proseguite le attività di sviluppo del giacimento Litchendjili nel blocco Marine XII, con il conseguimento del picco produttivo di circa 16 mila boe/giorno. La produzione gas del giacimento alimenta la centrale elettrica CEC (Eni 20%).

Nel 2016 sono state completate le attività del Progetto Integrato Hinda (PIH) che ha riguardato 22 villaggi nell'area di M'Boundi, coinvolgendo circa 25.000 persone. Nel periodo 2010-2016 le attività del PIH hanno visto programmi di assistenza nei campi dell'educazione primaria, dell'accesso all'acqua, della salute materno-infantile e la realizzazione di un centro di formazioni professionale per lo sviluppo dell'attività agricola.



82352.1664

Ulteriori progetti in corso includono la realizzazione di infrastrutture a supporto della valorizzazione della cultura locale, con interventi di ristrutturazione e riabilitazione nelle aree di Brazzaville, Pointe Noire e Makoua.

Nel Dicembre 2016 è stato firmato un accordo quadro con la Repubblica del Congo finalizzato ad uno sviluppo integrato e valorizzazione del gas prodotto nel Paese, lungo tre principali linee strategiche di accesso all'energia, industrializzazione del Paese e sviluppo delle riserve scoperte a zero flaring.

**Ghana** Nel marzo 2016 Eni si è aggiudicata l'operatorship della licenza esplorativa offshore Cape Three Points Block 4 (Eni 42,47%). Il blocco della superficie di circa 1.000 chilometri quadrati e una profondità d'acqua compresa tra 100 e 1.200 metri è localizzato in prossimità del blocco OCTP, anch'esso operato da Eni con una quota del 44,44%, e in caso di successo esplorativo beneficerà delle infrastrutture del progetto OCTP in esecuzione.

Le attività di sviluppo sono concentrate nello sviluppo delle riserve di olio e gas del progetto OCTP, con lo start-up della produzione di petrolio previsto nel 2017 e first gas nel 2018. Nel 2016 le attività hanno riguardato il completamento delle attività di drilling dei 18 pozzi di sviluppo e la ristrutturazione di un'unità FPSO. Sono stati assegnati i contratti di installazione delle sealine e di costruzione dell'impianto gas onshore.

Il progetto OCTP sarà sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale compresi i Performance Standards on Environmental and Social Sustainability dell'International Finance Corporation (IFC) parte della World Bank Group. L'utilizzo delle più avanzate tecnologie, la re-iniezione di acqua e nessun flaring di gas in normale produzione consentiranno di minimizzare gli impatti ambientali. Inoltre, il gas non associato che sarà messo in produzione sarà utilizzato negli impianti esistenti per la generazione di elettricità e in futuro alimenterà nuove centrali elettriche.

È stato avviato il Livelihood Restoration Plan che coprirà il periodo 2016-2020 a sostegno della popolazione nelle aree adiacenti alle attività del progetto OCTP. L'obiettivo è di migliorare in modo sostenibile le condizioni della popolazione coinvolta attraverso progetti adeguati al contesto socio-economico. Sono previste iniziative nei campi dell'agricoltura, dell'allevamento, della pesca e della micro-imprenditoria.

Nel 2016 si è concluso il progetto di sostenibilità nella zona di Sanzule con la costruzione e la riabilitazione delle strutture sanitarie nonché la formazione del personale sanitario locale.

**Mozambico** Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto della partecipazione del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico. Eni possiede indirettamente una quota del 50% nel blocco attraverso una partecipazione del 71,4% in Eni East Africa, operatore della concessione con il 70%. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori. A seguito del completamento della transazione, Eni East Africa sarà controllata pariteticamente da Eni ed ExxonMobil, ciascuna con il 35,7%, mentre CNPC deterrà il 28,6%. Eni continuerà a gestire il progetto Coral Floating LNG e tutte le operazioni upstream nell'Area 4, mentre ExxonMobil guiderà la costruzione e la gestione degli impianti di liquefazione di gas naturale a terra. Questo modello operativo consentirà l'utilizzo delle migliori

competenze tecniche sia di Eni sia di ExxonMobil, ognuna delle quali si concentrerà su ambiti distinti e scopi chiaramente definiti pur mantenendo i vantaggi di un progetto completamente integrato.

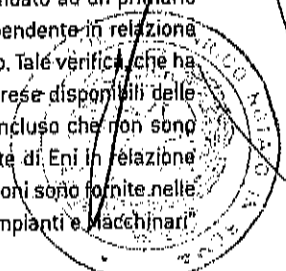
Il progetto Coral South Development, che è stato approvato dal Governo del Mozambico nel Febbraio 2016, prevede la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas con una capacità di oltre 3,3 milioni di tonnellate all'anno, equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi, alimentato da 6 pozzi. Eni prevede di produrre fino a 140 miliardi di metri cubi di gas, con start-up atteso nella metà del 2022. Nell'ottobre 2016 è stato firmato tra Eni, i partner dell'Area 4 e BP l'accordo vincolante per la fornitura per oltre 20 anni di tutto il GNL che sarà prodotto dal progetto Coral South. Nel novembre 2016 il progetto ha ottenuto l'approvazione dell'investimento da parte del CdA di Eni, ulteriore passo verso la FID che diverrà esecutiva con l'approvazione degli altri partner e la sottoscrizione del project financing in fase di finalizzazione.

Il programma di sviluppo del progetto Mamba prevede un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Anadarko). Le attività prevedono la realizzazione di due treni GNL onshore con una capacità complessiva di 10 milioni di tonnellate all'anno e la perforazione di 16 pozzi, con start-up nel 2023, per la produzione di 385 miliardi di metri cubi di gas. La FID è prevista nel 2018.

Sulla base del modello di cooperazione Eni è stato definito, anche attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali, un programma a medio-lungo termine a sostegno delle comunità del Paese parte integrante delle attività di sviluppo. Le linee guida prevedono diversi ambiti d'intervento con l'obiettivo di sviluppare le condizioni socio-economiche delle popolazioni nel rispetto della biodiversità. Nel corso del 2016 sono stati completati in particolare: (i) interventi nell'ambito dell'educazione primaria a Pemba con iniziative di formazione, programmi extrascolastici, fornitura di attrezzature e materiale didattico; (ii) riabilitazione della strada di collegamento per il mercato del pesce a Palma; e (iii) interventi di formazione specialistica per medici, infermieri e tecnici ospedalieri.

**Nigeria** Nell'ambito del procedimento in corso in Nigeria, il 27 gennaio 2017 l'Autorità inquirente - l'Economic and Financial Crime Commission (EFCC) - ha ottenuto dalla Alta Corte Federale di Abuja, sia per la quota Eni, sia per la quota Shell, un ordine di sequestro temporaneo del titolo minerario relativo all'OPL 245. Il provvedimento di sequestro è stato tempestivamente impugnato sia da Eni che da Shell. Il 17 marzo 2017, la Corte nigeriana ha revocato il provvedimento di sequestro. Sulla base di tali sviluppi non sussistono allo stato le condizioni per una rettifica di valore dell'asset. Non appena avuto notizie nel luglio 2014 dell'avvio di indagini in Italia sull'acquisizione dell'OPL 245, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza Eni hanno affidato ad un primario studio legale statunitense una verifica indipendente in relazione all'acquisizione del titolo minerario in oggetto. Tale verifica, che ha considerato anche le evidenze documentali rese disponibili dalle diverse Autorità giudiziarie, ha in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla predetta transazione. Maggiori informazioni sono fornite nelle note al bilancio consolidato n.16 "Immobili, Impianti e Macchinari" e n.38 "Garanzie, impegni e rischi".

Nel gennaio 2017 è stato firmato con la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) un Memorandum of Understanding che promuove nuove attività in grado di contribuire in misura significativa allo



Me

82352/465

sviluppo economico e sociale del Paese. In particolare l'accordo di cooperazione include: (i) un maggior focus delle attività di esplorazione e sviluppo nelle aree onshore, offshore e offshore ultra-profondo; (ii) i termini della cooperazione per la ristrutturazione e l'ampliamento della raffineria di Port Harcourt; (iii) lo sviluppo accelerato della centrale a ciclo combinato di Okpai con il raddoppio della capacità di generazione elettrica; (iv) la valutazione di ulteriori progetti per assicurare l'accesso all'energia anche nelle aree più remote del Paese. Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) nel giacimento di Bonga blocco OML 118 (Eni 12,5%) la perforazione e lo start-up produttivo di tre nuovi pozzi, due produttori e uno di iniezione di acqua; (ii) nel blocco OML 28 (Eni 5%), le attività di drilling nell'ambito del progetto integrato nell'area di Gbaran-Ubie per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny con start-up nel secondo semestre 2016; e (iii) nel blocco OML 43 (Eni 5%), il programma di sviluppo del giacimento Forcados-Yokri che prevede l'hook-up dei rimanenti 12 pozzi produttori dei 23 già perforati, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è previsto nel corso del primo semestre del 2017.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 5 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni della SPDC JV e della NAOC JV dai blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) con un impegno contrattuale di fornitura media del prossimo quadriennio pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,5 milioni in quota Eni equivalenti a circa 49 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Nel 2016 sono proseguiti i programmi a sostegno della popolazione locale del Delta del Niger con iniziative nel settore delle infrastrutture pubbliche, servizi di educazione primaria, programmi sanitari e di accesso all'energia, nonché attività di training per lo sviluppo socio-economico in particolare nel settore agricolo.

Nel novembre 2016 si è svolta la ventesima edizione del Green River Project Farmer Day. Il Green River Project, iniziato nel 1987, sostiene la nascita e la gestione efficiente di aziende agricole e centri di lavorazione di prodotti agricoli. Il progetto presente in 120 comunità ha visto il coinvolgimento di 35.000 agricoltori e oltre 500.000 persone hanno beneficiato delle iniziative del progetto.

## Kazakhstan

**Kashagan** Il 28 settembre 2016 è stata riavviata la produzione del giacimento Kashagan (Eni 16,81%), dopo il completamento delle operazioni di sostituzione delle pipeline danneggiate che avevano costretto il consorzio a interrompere le operazioni alla fine del 2013. La produzione ha raggiunto il livello di 185 mila boe/giorno alla fine del 2016. La fase di ramp-up porterà la capacità produttiva fino al livello di 370 mila barili/giorno entro il 2017, in concomitanza all'avvio delle attività di iniezione di gas.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore Oil & Gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture civili.

Al 31 dicembre 2016 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$9,7 miliardi pari a €9,2 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2016, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2016 (\$7,2 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,5 miliardi).

Al 31 dicembre 2016 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 608 milioni di boe sostanzialmente in linea con il 2015.

**Karachaganak** È allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%) attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti per il trattamento gas e per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi. Sono in corso le valutazioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo volta a incrementare la capacità di re-iniezione gas.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili, manutenzione di ospedali e strade, costruzione di impianti di riscaldamento e di centri sportivi.

Inoltre, a seguito della ridefinizione della Sanitary Protection Zone (SPZ) associata allo sviluppo del giacimento ed in conformità alle best practice e standard internazionali, proseguono le attività di rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau, avviato nel 2015. Nel 2016 si è conclusa la prima fase di progetto che ha visto la rilocalizzazione di parte della popolazione, la realizzazione di scuole e strade ed interventi per garantire la fornitura di gas e acqua. Sono state avviate le attività di costruzione per trasferire la rimanente popolazione, il cui completamento è previsto nel corso del 2017.

Sono proseguite le attività di monitoraggio su biodiversità ed ecosistemi presso le aree produttive.

Al 31 dicembre 2016 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 613 milioni di boe, con un aumento di 26 milioni di boe rispetto al 2015, dovuto principalmente all'effetto della riduzione del prezzo del Brent.

## Resto dell'Asia

**Indonesia** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Merakes 2 che ha confermato l'estensione dell'omonima scoperta nella parte occidentale del Blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore). La vicinanza della scoperta al campo di Jangkrik (Eni 55%, operatore) permetterà di sfruttare le sinergie e di ridurre i costi e le tempistiche di esecuzione del futuro piano di sviluppo sottomarino e rappresenta un ulteriore successo della strategia Eni di esplorazione e appraisal near-field.

Nel corso del 2016 è stato conseguito l'avvio produttivo del progetto di Bangka (Eni 20%) nel Kalimantan orientale.

Le attività di sviluppo in corso per assicurare le forniture all'impianto di Bontang riguardano il progetto Jangkrik nell'offshore del Kalimantan. Il progetto sta avviandosi verso la conclusione della fase esecutiva con tutti i pozzi di sviluppo sottomarini in offshore profondo perforati e con l'unità di produzione galleggiante (Floating Production Unit) ormai prossima al completamento. Sono anche in fase di completamento i sistemi di trasporto e le strutture di ricezione dell'onshore. Lo start-up è previsto nel 2017.

Sono in corso diverse iniziative sui temi di protezione ambientale,

82352/1666

sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra.

**Iraq** A inizio marzo 2016 sono stati avviati tre nuovi impianti di ultima generazione per il trattamento di olio, gas e acqua (Initial Production Facilities - IPF) che assieme ai cinque già esistenti, ristrutturati e ammodernati, hanno aumentato la capacità di trattamento dell'olio e del gas di Zubair (Eni 41,6%) a circa 650 mila barili/giorno e consentiranno anche di massimizzare l'utilizzo del gas associato. Oltre alle operazioni di trattamento, questi impianti hanno una capacità di iniezione di acqua in giacimento di 300 mila barili/giorno, che sarà determinante per aumentare la produzione di idrocarburi di Zubair e di raggiungere il plateau produttivo.

Con l'avvio dei nuovi impianti la fase iniziale di sviluppo (Rehabilitation Plan) è stata completata. Proseguono le attività relative ad un'ulteriore fase di sviluppo del giacimento (Enhanced Redevelopment Plan) che consentiranno di raggiungere il plateau di 700 mila barili/giorno e di massimizzare l'utilizzo del gas associato per la produzione di energia elettrica.

Continuano le iniziative a supporto delle comunità locali. Le attività hanno riguardato interventi infrastrutturali volti al rafforzamento dei servizi di base, progetti a supporto delle attività didattiche, ristrutturazione di edifici scolastici, programmi di accesso all'acqua e nell'ambito dei servizi igienico-sanitari nonché la costruzione di strade. Inoltre nel corso del 2016 è stata inaugurata una scuola primaria nella zona di Al Barjazia.

## America

**Stati Uniti** Nel corso dell'anno è stato conseguito: (i) l'avvio produttivo del progetto Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico, con una produzione attuale di circa 3 mila boe/giorno in quota Eni. Nel corso del 2017 è previsto il completamento delle attività di sviluppo pianificate; (ii) il completamento e conse-

guente start-up della Fase 2 del programma di sviluppo del campo di Lucius (Eni 8,5%), che ha portato il livello produttivo a 100 mila boe/giorno (8 mila in quota Eni); e (iii) lo start-up produttivo del pozzo Devil's Tower South-West nell'ambito dello sviluppo del giacimento operato Devil's Tower (Eni 75%), con una produzione di circa 2 mila boe/giorno.

**Venezuela** Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il proseguimento delle attività di drilling sul giacimento di olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco. Sono in corso di valutazione possibili ottimizzazioni del programma di sviluppo; e (ii) il completamento della prima fase di sviluppo del giacimento giant a gas di Perla nel blocco Cardon IV (Eni 50%). Il programma di sviluppo prevede due ulteriori fasi di sviluppo per il raggiungimento del plateau produttivo di circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

Nel 2016 sono stati realizzati impianti eolici per la fornitura di energia elettrica nell'area di Punta Macolla.

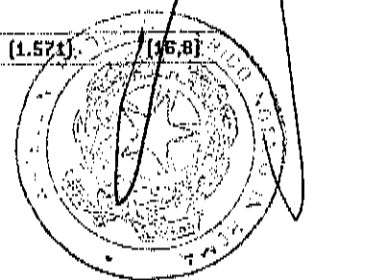
## Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€8.254 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€7.770 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Angola, Kazakhstan, Indonesia, Iraq, Ghana e Norvegia. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare le attività del centro oli di Viggiano in Val d'Agri (v. principali iniziative di esplorazione e sviluppo - Italia) nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (€417 milioni) hanno riguardato in particolare le attività in Egitto, Indonesia, Libia e Angola.

Nel 2016 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €62 milioni (€78 milioni nel 2015).

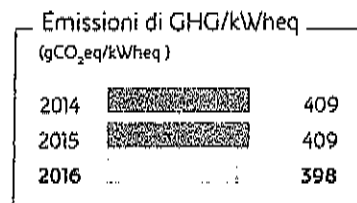
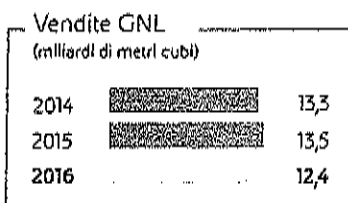
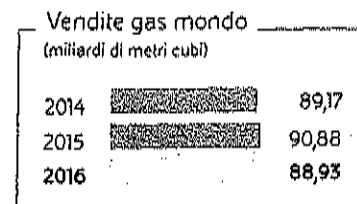
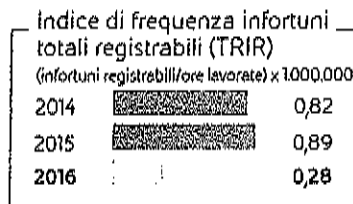
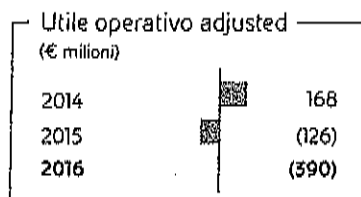
Investimenti tecnici	(€ milioni)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>				2	2	..
<b>Africa Settentrionale</b>				2		
<b>Esplorazione</b>		1.030	566	417	(149)	(26,3)
Italia		1				
Resto d'Europa		132	133	11		
Africa Settentrionale		177	232	312		
Africa Sub-Sahariana		511	157	30		
Resto dell'Asia		89	15	57		
America		109	29	?		
Australia e Oceania		11				
<b>Sviluppo</b>		9.021	9.341	7.770	(1.571)	(16,8)
Italia		880	679	407		
Resto d'Europa		1.574	1.264	590		
Africa Settentrionale		832	1.570	2.447		
Africa Sub-Sahariana		3.085	2.998	2.176		
Kazakhstan		521	835	707		
Resto dell'Asia		1.105	1.333	1.213		
America		921	637	220		
Australia e Oceania		103	25	10		
Altro		105	73	65	(8)	(11,0)
		10.156	9.980	8.254	(1.726)	(17,3)



Handwritten signature or initials.

# Gas & Power

82352/467



ca. **9 milioni**

i clienti tra famiglie, professionisti,  
piccole e medie imprese ed enti  
pubblici in Italia ed Europa

**38,43 miliardi**

di metri cubi vendite gas Italia

**37,05 Twh**

vendite di energia elettrica

Definite **rinegoziazioni  
dei contratti gas**

per ridurre le perdite future

**Generazione**

**di cassa positiva** nonostante  
la debolezza dello scenario

**Break-even** nel 2017

grazie ad azioni già in corso

## Performance dell'anno!

- Nel 2016 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ha registrato un rilevante miglioramento [-68%] rispetto all'anno precedente attestandosi a 0,28, grazie al contributo dei dipendenti (-70%) e dei contrattisti (-61%).
- Nel 2016 le emissioni di gas serra sono aumentate di circa il 6%, coerentemente con la crescita delle produzioni di energia elettrica [+5,3%] e dei quantitativi di gas trasportato.
- Le emissioni di GHG/kWheq riferite alla produzione di energia elettrica hanno registrato una riduzione del 3% rispetto all'anno precedente grazie al proseguimento degli interventi di energy savings.
- Nel 2016 il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €390 milioni con un peggioramento di €264 milioni, penalizzato dallo scenario negativo in particolare nel GNL e da minori effetti economici una tantum rilevati nel 2015. Tali effetti sono stati compensati da azioni di ottimizzazione e maggiori performance nel trading.
- Le vendite di gas nel mondo sono state di 88,93 miliardi di metri cubi, con una flessione del 2,1% rispetto al 2015 [-1,95 miliardi di metri cubi]. Stabili le vendite in Italia [38,43 miliardi di metri cubi].
- Le vendite di energia elettrica evidenziano un incremento del 6,2% [+2,17 terawattora] rispetto al 2015, per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nel segmento grossisti.
- Gli investimenti tecnici di €120 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica.

82352/468

## Accordo con Gazprom

Il 21 marzo 2017, Eni e Gazprom hanno firmato un Memorandum of Understanding per analizzare le prospettive di cooperazione nell'ambito dello sviluppo del corridoio sud di importazione di gas russo verso l'Europa, Italia inclusa, e ad aggiornare gli accordi relativi alle forniture di gas Russia - Italia. Il Memorandum include anche l'analisi di opzioni relative a partnership nel settore del GNL.

Nel settore Gas & Power, si conferma, per il prossimo quadriennio, l'obiettivo prioritario del conseguimento del break-even e della generazione di cassa sostenibile, attraverso le seguenti direttrici di intervento:

- proseguimento della ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento, attraverso la leva della rinegoziazioni, per allineare costi di approvvigionamento del gas alle condizioni di mercato, garantendo un break-even strutturale dal 2017;
- riduzione dei costi di logistica;
- rifocalizzazione dell'attività midstreamer attraverso sviluppo e rafforzamento dell'integrazione con upstream, al fine di valorizzare le recenti scoperte Eni, facendo leva sulle vendite GNL e ottimizzando le attività con il supporto del trading;
- valorizzazione della base clienti nel settore retail.

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce più di 9 milioni di clienti in Italia ed in Europa. In particolare sono circa 7,8 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale.

In un contesto di mercato caratterizzato da un lieve recupero della domanda nel 2016 (+0,4% e +7,3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2015, rispettivamente) ma ancora depresso e caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a preservare la redditività del business pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mer-

cato (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

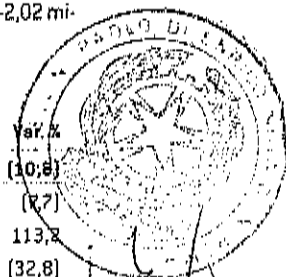
## Gas naturale

### Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 82,64 miliardi di metri cubi in riduzione di 2,75 miliardi di metri cubi, pari al -3,2%, rispetto al 2015.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (76,64 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 93% del totale, sono diminuiti rispetto al 2015 (-2,02 mi-

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>		<b>6,92</b>	<b>6,73</b>	<b>6,00</b>	<b>(0,73)</b>	<b>(10,8)</b>
Russia		26,68	30,33	27,99	(2,34)	(7,7)
Algeria (incluso il GNL)		7,51	6,05	12,90	6,85	113,2
Libia		6,66	7,25	4,87	(2,38)	(32,8)
Paesi Bassi		13,46	11,73	9,60	(2,13)	(18,2)
Norvegia		8,43	8,40	8,18	(0,22)	(2,6)
Regno Unito		2,64	2,35	2,08	(0,27)	(11,5)
Ungheria		0,38	0,21	0,02	(0,19)	(90,5)
Qatar (GNL)		2,98	3,11	3,28	0,17	5,6
Altri acquisti di gas naturale		5,56	7,21	5,81	(1,40)	(19,4)
Altri acquisti di GNL		1,69	2,02	1,91	(0,11)	(5,4)
<b>ESTERO</b>		<b>75,99</b>	<b>78,66</b>	<b>76,64</b>	<b>(2,02)</b>	<b>(2,6)</b>
<b>TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>		<b>82,91</b>	<b>85,39</b>	<b>82,64</b>	<b>(2,75)</b>	<b>(3,2)</b>
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,20)		1,40	1,40	
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,25)	(0,34)	(0,21)	0,13	38,2
<b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>		<b>82,46</b>	<b>85,05</b>	<b>83,83</b>	<b>(1,22)</b>	<b>(1,4)</b>
Disponibilità per la vendita delle società collegate		3,55	2,87	2,48	(0,19)	(7,1)
Volumi E&P		3,06	3,16	2,62	(0,54)	(17,1)
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>		<b>89,17</b>	<b>90,88</b>	<b>88,93</b>	<b>(1,95)</b>	<b>(2,1)</b>



Me

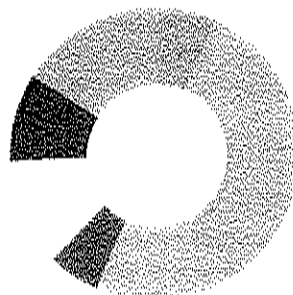
82352/469

liardi di metri cubi; -2,6%) per effetto dei minori volumi approvvigionati in Libia (-2,38 miliardi di metri cubi), in Russia (-2,34 miliardi di metri cubi) e nei Paesi Bassi (-2,13 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Algeria (+6,85 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (6 miliardi di metri cubi) sono in calo del 10,8% rispetto al periodo di confronto per effetto dell'impatto dell'interruzione delle attività produttive in Val d'Agri nei mesi di aprile-agosto 2016.

Nel 2016 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (4,5 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,2 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1,5 miliardi di metri cubi); (iv) degli Stati Uniti (1,4 miliardi di metri cubi); (v) di altre aree europee (0,2 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 15,02 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 17% del totale delle disponibilità per la vendita.

#### Approvvigionamenti di gas naturale (82,64 miliardi di metri cubi)



- Italia 7%
- Russia 34%
- Algeria 15%
- Libia 6%
- Paesi Bassi 12%
- Norvegia 10%
- Altri 16%

#### Vendite di gas naturale

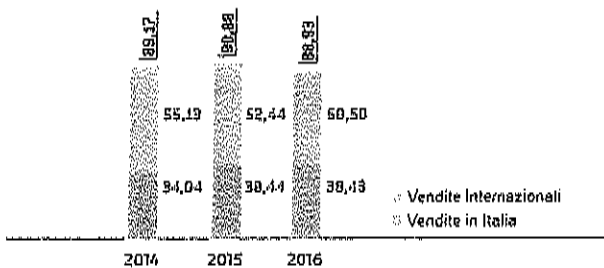
In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dal lieve recupero della domanda di gas, le vendite di gas naturale di 88,93 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>Vendite delle società consolidate</b>		<b>81,73</b>	<b>84,94</b>	<b>83,34</b>	<b>(1,60)</b>	<b>(1,9)</b>
Italia (inclusi autoconsumi)		34,04	38,44	38,43	(0,01)	
Resto d'Europa		43,07	41,14	40,52	(0,62)	(1,5)
Extra Europa		4,62	5,36	4,39	(0,97)	(18,1)
<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>		<b>4,38</b>	<b>2,78</b>	<b>2,97</b>	<b>0,19</b>	<b>6,8</b>
Italia						
Resto d'Europa		3,15	1,75	1,91	0,16	9,1
Extra Europa		1,23	1,03	1,06	0,03	2,9
<b>E&amp;P in Europa e nel Golfo del Messico</b>		<b>3,06</b>	<b>3,16</b>	<b>2,62</b>	<b>(0,54)</b>	<b>(17,1)</b>
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>		<b>89,17</b>	<b>90,88</b>	<b>88,93</b>	<b>(1,95)</b>	<b>(2,1)</b>

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>		<b>34,04</b>	<b>38,44</b>	<b>38,43</b>	<b>(0,01)</b>	
Grossisti		4,05	4,19	3,83	(0,36)	(8,6)
PSV e borsa		11,96	16,35	17,08	0,73	4,5
Industriali		4,93	4,66	4,54	(0,12)	(2,6)
PMI e terziario		1,60	1,58	1,72	0,14	8,9
Termoelettrici		1,42	0,88	0,77	(0,11)	(12,5)
Residenziali		4,46	4,90	4,39	(0,51)	(10,4)
Autoconsumi		5,62	5,88	6,10	0,22	3,7
<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>		<b>55,13</b>	<b>52,44</b>	<b>50,50</b>	<b>1,94</b>	<b>(3,7)</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>46,22</b>	<b>42,89</b>	<b>42,43</b>	<b>(0,46)</b>	<b>(1,1)</b>
Importatori in Italia		4,01	4,61	4,37	(0,24)	(5,2)
Mercati europei		42,21	38,28	38,06	(0,22)	(0,6)
Penisola Iberica		5,31	5,40	5,28	(0,12)	(2,2)
Germania/Austria		7,44	5,82	7,81	1,99	34,2
Benelux		10,36	7,94	7,03	(0,91)	(11,5)
Ungheria		1,55	1,58	0,93	(0,65)	(41,1)
Regno Unito		2,94	1,96	2,01	0,05	2,6
Turchia		7,12	7,76	6,55	(1,21)	(15,6)
Francia		7,05	7,11	7,42	0,31	4,4
Altro		0,44	0,71	1,03	0,32	45,1
<b>Mercati extra europei</b>		<b>5,85</b>	<b>6,39</b>	<b>5,45</b>	<b>(0,94)</b>	<b>(14,7)</b>
<b>E&amp;P in Europa e nel Golfo del Messico</b>		<b>3,06</b>	<b>3,16</b>	<b>2,62</b>	<b>(0,54)</b>	<b>(17,1)</b>
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>		<b>89,17</b>	<b>90,88</b>	<b>88,93</b>	<b>(1,95)</b>	<b>(2,1)</b>

82352/410

**Vendite gas mondo**  
(88,93 miliardi di metri cubi)



Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico} hanno evidenziato una flessione di 1,95 miliardi di metri cubi rispetto al 2015, pari al -2,1%.

Stabili le vendite in Italia (38,43 miliardi di metri cubi). Minori volumi venduti ai segmenti grossisti e residenziale sono stati compensati dalle maggiori vendite spot.

In calo i ritiri degli importatori in Italia (-0,24 miliardi di metri cubi; -5,2% rispetto al 2015) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico. Le vendite sui mercati europei di 38,06 miliardi di metri cubi sono sostanzialmente in linea rispetto al 2015.

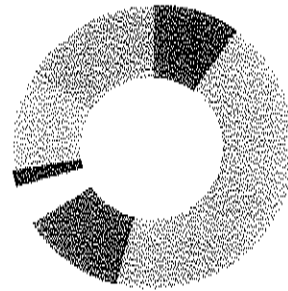
## GNL

Le vendite di GNL (12,4 miliardi di metri cubi) sono in flessione rispetto al 2015 (-1,1 miliardi di metri cubi) a causa principalmente del calo delle vendite sui mercati del Far East a seguito della scadenza di alcuni contratti.

In calo le vendite dirette del settore Exploration & Production (2,62 miliardi di metri cubi) rispetto al 2015 (3,16 miliardi di metri cubi) per effetto dei minori volumi commercializzati in Regno Unito e negli Stati Uniti, solo parzialmente bilanciati dalle maggiori vendite effettuate in Norvegia.

In diminuzione le vendite nei mercati extra europei (-0,94 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori vendite di GNL sui mercati del Far East a causa della scadenza di alcuni contratti.

**Vendite gas Italia**  
(38,43 miliardi di metri cubi)



- Grossisti 3,83
- ◀ Psv e Borsa 17,08
- Industriali 4,54
- PMI e terziario 1,72
- Termoelettrici 0,77
- Residenziali 4,39
- ◀ Autoconsumi 6,10

Le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,1 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Oman ed Algeria e commercializzato principalmente in Europa, Far East, Kuwait ed Egitto.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)		2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P			8,9	9,0	8,1	(0,9)	(10,0)
Resto d'Europa			5,0	4,8	5,2	0,4	9,3
Extra Europa			3,9	4,2	2,9	(1,3)	(31,0)
Vendite E&P			4,4	4,5	4,3	(0,2)	(4,4)
<b>Terminali:</b>							
Soyo (Angola)			0,1		0,1	0,1	
Bontang (Indonesia)			0,5	0,5	0,4	(0,1)	(20,0)
Point Fortin (Trinidad & Tobago)			0,6	0,7	0,7		
Bonny (Nigeria)			2,8	2,8	2,6	(0,2)	(7,1)
Darwin (Australia)			0,4	0,5	0,5		
			<b>13,3</b>	<b>13,5</b>	<b>12,4</b>	<b>(1,1)</b>	<b>(8,1)</b>

## Energia elettrica

### Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2016, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt (4,9 gigawatt al 31 dicembre 2015). Nel 2016, la produzione di energia elettrica è stata di 21,78 terawattora, in aumento di 1,09 terawatt-

tora rispetto al 2015, pari al +5,3%, beneficiando della ripresa dei consumi.

A completamento della produzione, Eni ha acquistato 15,27 terawattora di energia elettrica (+7,6% rispetto al 2015) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Ne

42352/472

**Vendite di energia elettrica**

Le vendite di energia elettrica (37,05 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (74%), borsa elettrica (15%), siti industriali (9%) e altro (2%).

L'incremento di 2,17 TWh, pari al 6,2%, è riconducibile alle maggiori vendite ai grossisti (+2,10 TWh) e al middle market (+0,96 TWh), parzialmente compensati dal calo delle vendite alle PMI ed ai clienti large.

		2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.074	4.270	4.334	64	1,5
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	338	313	360	47	15,0
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	19,55	20,69	21,78	1,09	5,3
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	9.010	9.318	7.974	(1.344)	(14,4)

		2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>Disponibilità di energia elettrica</b>	(terawattora)					
Produzione di energia elettrica		19,55	20,69	21,78	1,09	5,3
Acquisti di energia elettrica <sup>(a)</sup>		14,03	14,19	15,27	1,08	7,6
		<b>33,58</b>	<b>34,88</b>	<b>37,05</b>	<b>2,17</b>	<b>6,2</b>
Mercato libero		24,86	25,90	27,49	1,59	6,1
Borsa elettrica		4,71	5,09	5,64	0,55	10,8
Siti		3,17	3,23	3,11	(0,12)	(3,7)
Altro <sup>(a)</sup>		0,84	0,66	0,81	0,15	22,7
<b>Vendita di energia elettrica</b>		<b>33,58</b>	<b>34,88</b>	<b>37,05</b>	<b>2,17</b>	<b>6,2</b>

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

**Investimenti tecnici**

Nel 2016 gli investimenti tecnici di €120 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del

gas (€69 milioni) e le iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€41 milioni).

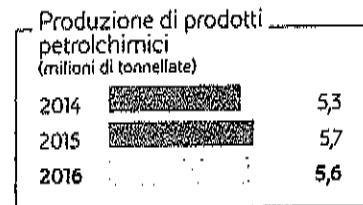
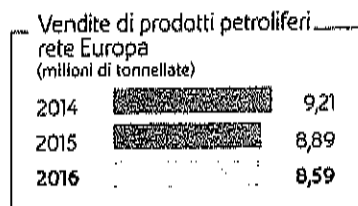
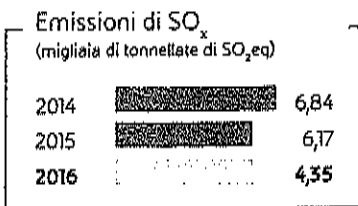
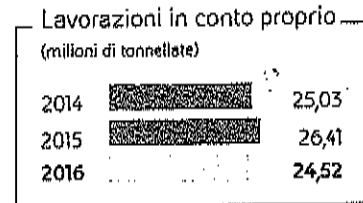
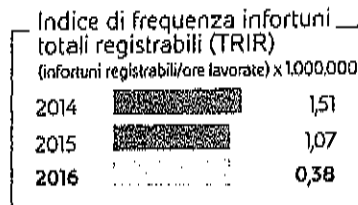
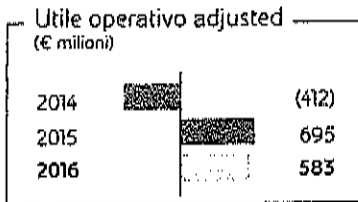
		2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>Investimenti tecnici</b>	(€ milioni)					
<b>Mercato</b>		<b>164</b>	<b>138</b>	<b>110</b>	<b>(28)</b>	<b>(20,3)</b>
Mercato		66	69	69		
Italia		30	31	32	1	3,2
Estero		36	38	37	(1)	(2,6)
Generazione elettrica		98	69	41	(28)	(40,6)
<b>Trasporto Internazionale</b>		<b>8</b>	<b>16</b>	<b>10</b>	<b>(6)</b>	<b>(37,5)</b>
		<b>172</b>	<b>154</b>	<b>120</b>	<b>(34)</b>	<b>(22,1)</b>
di cui:						
Italia		128	100	73	(27)	(27,0)
Estero		44	54	47	(7)	(13,0)

Noe



82352/1472

# Refining & Marketing e Chimica



ca. **4,2 \$/barile**  
margine di break-even  
raffinazione

**€305 milioni** l'utile operativo  
adjusted della Chimica, anche grazie  
al completamento della ristrutturazione

Progressi nel progetto integrato  
per la **riconversione**  
della **Raffineria di Gela**

**24,3%**  
quota di mercato rete Italia

**89,5%**  
tasso di utilizzo raffinerie

**-69%** volumi  
di oil spill operativi

## Performance dell'anno

- ▶ Nel 2016 prosegue il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (-64% rispetto all'anno prima), grazie al contributo sia dei dipendenti (-54%) che dei contrattisti (-73%).
- ▶ Le emissioni di SO<sub>x</sub> si riducono del 29,5% rispetto al 2015 per l'utilizzo di un diverso mix di combustibili presso le raffinerie di Livorno, Taranto e Sannazzaro; sul trend ha inoltre influito la fermata programmata dell'impianto Versalis di Dunkerque nella seconda parte dell'anno.
- ▶ Nel 2016 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €583 milioni, che rappresenta un peggioramento di €112 milioni rispetto al 2015 (-16,1%).  
Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €278 milioni con un peggioramento del 28% dovuto principalmente all'attività di raffinazione penalizzata da uno scenario margini sfavorevole (-49,4% il riferimento SERM che passa da 8,3 \$/bl nel 2015 a 4,2 \$/bl nel 2016), dalla minore disponibilità di greggio della Val d'Agri e dai maggiori interventi di manutenzione programmata. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore efficienza e ottimizzazioni. Migliorato il margine di break-even della raffinazione a 4,2 \$/bl medio annuo, rispetto ad un obiettivo per il 2016 di 4,5 \$/bl. I risultati del marketing hanno registrato una flessione principalmente a causa di minori margini (per maggiore pressione competitiva) e della cessione delle consociate in Slovenia e Ungheria.

h.

82352/473

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €305 milioni essenzialmente in linea rispetto al 2015 che chiudeva con un utile di €308 milioni. Il peggioramento generalizzato dello scenario commodity con la flessione del margine del cracker, del polietilene e degli stirenici è stato compensato dalla tenuta dei volumi di vendita e dalle azioni di efficienza e ottimizzazione diffuse.

- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2016 sono state di 24,52 milioni di tonnellate, in riduzione del 7,2% rispetto al periodo di confronto, a causa dell'indisponibilità di greggio della Val d'Agri lavorato presso la raffineria di Taranto e delle fermate delle raffinerie di Livorno e Milazzo, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni di Sannazzaro, nonostante l'incidente occorso alla raffineria nel mese di dicembre. A perimetro omogeneo, escludendo l'effetto della dismissione della quota di partecipazione nella raffineria CRC in Repubblica Ceca finalizzata il 30 aprile 2015, la riduzione complessiva delle lavorazioni nell'anno si ridetermina in 4,5%.
- In aumento i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,21 milioni di tonnellate; +5% rispetto al 2015).
- Le vendite sulla rete in Italia (5,93 milioni di tonnellate) sono in leggero calo rispetto al 2015 (circa 30 mila tonnellate, -0,5%).
- Le vendite rete nel resto d'Europa (2,66 milioni di tonnellate) sono diminuite del 9,2% rispetto al 2015 per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, nel luglio 2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel secondo semestre 2016. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati in Francia, Austria e Germania.
- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 3,76 milioni di tonnellate hanno evidenziato un leggero calo (-1,1% rispetto al 2015) per effetto della lenta ripresa dei consumi. In aumento le vendite nel segmento degli intermedi, compensati dalla riduzione nelle altre linee di business.
- Gli investimenti tecnici del settore di €664 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€298 milioni), finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; l'attività di marketing (€123 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione in Italia e resto d'Europa.

## Progetto integrato per la riconversione di Gela

È proseguito nel 2016 l'impegno di Eni per il conseguimento degli obiettivi programmatici del Protocollo d'Intesa del 2014 con il Ministero dello sviluppo economico e le Autorità locali. Nel mese di aprile con l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, è stato avviato il cantiere del progetto Green Refinery, uno degli assi portanti del Protocollo, con una capacità di lavorazione di olio vegetale per circa 750 kton/anno. La conversione utilizzerà la tecnologia proprietaria ecofining, sviluppata e brevettata da Eni, che consentirà la produzione di green diesel, biocarburante a elevata sostenibilità ambientale, e sarà in grado di processare anche materie prime di seconda generazione. Quello di Gela è il primo progetto trasversale e integrato che Eni mette in campo in Italia per costruire con il territorio un nuovo programma industriale coniugando esigenze d'impresa con lo sviluppo delle comunità locali. Gli altri punti dell'accordo comprendono: i) l'avvio di nuove attività di esplorazione e produzione di idrocarburi nel territorio delle Regione Sicilia e nell'offshore; ii) realizzazione di un polo logistico per la spedizione dei greggi di produzione locale e dei carburanti green prodotti nel sito; studi di fattibilità di progetti di stoccaggio e trasporto GNL e CNG a Gela e di un'iniziativa per la produzione dei lattici naturali partendo da prodotti naturali con il relativo sviluppo della filiera agricola; iii) realizzazione in loco di un centro di competenza focalizzato in materia di safety; iv) attività di risanamento ambientale di impianti e aree che dovessero progressivamente rivelarsi non funzionali alle attività.

## Chimica verde

Si conferma la trasformazione del sito di Porto Marghera con lo sviluppo di una nuova piattaforma tecnologica integrata di chimica da fonti rinnovabili, in partnership con la società americana Elevance Renewable Sciences con cui Versalis ha siglato, nel 2015, accordi che prevedono attività di ricerca, sviluppo tecnologico e ingegnerizzazione di processi per i nuovi impianti. Da questi nuovi impianti si produrranno additivi BIO per i chemicals utilizzati nelle perforazioni petrolifere e green diesel per la bioraffineria Eni, e altri prodotti come detersivi e bio-lubrificanti.

me

82352/let

La priorità del settore Refining & Marketing e Chimica sarà quella di consolidare i risultati economici in un contesto europeo ancora caratterizzato da deboli fondamentali nella raffinazione per via di un'overcapacity strutturale nonché della concorrenza dei raffinatori di Medio Oriente, Russia e Asia.

Nel prossimo quadriennio la priorità del management sarà l'ottenimento di un risultato operativo e di un flusso di cassa netto stabilmente positivi, attraverso: (i) la massimizzazione della conversione del "fondo del barile", anche facendo leva sulla tecnologia proprietaria EST, per traguardare il sostanziale azzeramento della produzione di oli combustibili ad elevato contenuto di zolfo entro il 2020; (ii) la realizzazione della seconda fase della bioraffineria di Venezia e riconversione green del sito di Gela, nell'ambito della strategia di sviluppo delle rinnovabili nei trasporti; (iii) il recupero di efficienza, l'ottimizzazione dei processi produttivi e la razionalizzazione della logistica; (iv) la crescita dei risultati economici del marketing attraverso una strategia commerciale improntata sull'innovazione dei prodotti e dei servizi; (v) la valorizzazione delle tecnologie proprietarie. Nella Chimica si prevede: (i) il completamento della riconversione dei siti critici; (ii) l'integrazione del business downstream per una migliore valorizzazione dei co-prodotti; (iii) la differenziazione del portafoglio verso prodotti a più elevato valore aggiunto (cosiddette "specialties"); (iv) lo sviluppo della chimica "verde"; (v) le alleanze strategiche internazionali con aziende di riferimento ed attività di licensing.

## Refining & Marketing

### Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2016 sono state acquistate 23,35 milioni di tonnellate di petrolio (24,80 milioni di tonnellate nel 2015) di cui 3,43 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 18,04 milioni di tonnellate sul mercato spot e 1,88 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con

contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 43% dalla Comunità degli Stati Indipendenti (ex-URSS), 30% dal Medio Oriente, 12% dall'Italia, 11% dall'Africa Settentrionale, 1% dall'Africa Occidentale, 1% dal Mare del Nord e 2% da altre aree.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
Greggi equity		5,81	5,04	3,43	(1,61)	(31,9)
Altri greggi		17,21	19,76	19,92	0,16	0,8
<b>Totale acquisti di greggi</b>		<b>23,02</b>	<b>24,80</b>	<b>23,35</b>	<b>(1,45)</b>	<b>(5,8)</b>
Acquisti di semilavorati		2,02	1,66	1,35	(0,31)	(18,7)
Acquisti di prodotti		11,07	10,68	11,20	0,52	4,9
<b>TOTALE ACQUISTI</b>		<b>36,11</b>	<b>37,14</b>	<b>35,90</b>	<b>(1,24)</b>	<b>(3,3)</b>
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,57)	(0,41)	(0,37)	0,04	9,8
Altre variazioni <sup>(a)</sup>		(0,62)	(1,22)	(1,92)	(0,70)	(57,4)
		<b>34,92</b>	<b>35,51</b>	<b>33,61</b>	<b>(1,90)</b>	<b>(5,4)</b>

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

### Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2016 sono state di 24,52 milioni di tonnellate, in riduzione del 7,2% rispetto al periodo di confronto, a causa dell'indisponibilità di greggio della Val d'Agri per la raffineria di Taranto e delle fermate presso le raffinerie di Livorno e Milazzo i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni di Sannazaro, nonostante l'incidente occorso alla raffineria nel mese di dicembre. A perimetro omogeneo, escludendo l'effetto della dismissione della quota di partecipazione nella raffineria CRC in Repubblica Ceca finalizzata il 30 aprile 2015, la riduzione complessiva delle lavorazioni nell'anno si ridetermina in 4,5%.

In Italia la diminuzione dei volumi processati (-4,9%) riflette principalmente i fenomeni descritti.

In aumento (+5%) rispetto al 2015 i volumi di green feedstock processati presso la Raffineria di Venezia.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,91 milioni di tonnellate sono diminuite di 0,78 milioni di tonnellate (-26,8%) per effetto principalmente della dismissione della partecipazione in Repubblica Ceca avvenuta nel secondo trimestre 2015. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 17,37 milioni di tonnellate, in calo del 5,4% (pari a 1 milione di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari all'89,5%. Il 14,8% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in calo di circa 6 punti percentuali rispetto al 2015 (20,4%).

Ne

82352/175

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		16,24	18,37	17,37	(1,00)	(5,4)
Lavorazioni in conto terzi		(0,58)	(0,38)	(0,27)	0,11	28,9
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,26	4,73	4,51	(0,22)	(4,7)
<b>Lavorazioni in conto proprio</b>		<b>19,92</b>	<b>22,72</b>	<b>21,61</b>	<b>(1,11)</b>	<b>(4,9)</b>
Consumi e perdite		(1,33)	(1,52)	(1,53)	(0,01)	(0,7)
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>		<b>18,59</b>	<b>21,20</b>	<b>20,08</b>	<b>(1,12)</b>	<b>(5,3)</b>
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		7,19	6,22	6,28	0,06	1,0
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,72)	(0,48)	(0,39)	0,09	18,8
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,57)	(0,41)	(0,37)	0,04	9,8
<b>Prodotti venduti</b>		<b>24,49</b>	<b>26,53</b>	<b>25,60</b>	<b>(0,93)</b>	<b>(3,5)</b>
<b>Totale Lavorazioni Green</b>		<b>0,13</b>	<b>0,20</b>	<b>0,21</b>	<b>0,01</b>	<b>5,0</b>
<b>ESTERO</b>						
Lavorazioni in conto proprio		5,11	3,89	2,91	(0,78)	(21,1)
Consumi e perdite		(0,21)	(0,23)	(0,22)	0,01	4,3
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>		<b>4,90</b>	<b>3,66</b>	<b>2,69</b>	<b>(0,77)</b>	<b>(22,3)</b>
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,48	4,77	4,72	(0,05)	(1,0)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,72	0,48	0,40	(0,08)	(16,7)
<b>Prodotti venduti</b>		<b>10,10</b>	<b>8,71</b>	<b>7,81</b>	<b>(0,90)</b>	<b>(10,3)</b>
<b>Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero</b>		<b>25,03</b>	<b>26,61</b>	<b>24,52</b>	<b>(1,89)</b>	<b>(7,2)</b>
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		<i>5,81</i>	<i>5,04</i>	<i>3,43</i>	<i>(1,61)</i>	<i>(31,9)</i>
<b>Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero</b>		<b>34,59</b>	<b>35,24</b>	<b>33,41</b>	<b>(1,83)</b>	<b>(5,2)</b>
<b>Vendite di greggi</b>		<b>0,33</b>	<b>0,27</b>	<b>0,20</b>	<b>(0,07)</b>	<b>(25,9)</b>
<b>TOTALE VENDITE</b>		<b>34,92</b>	<b>35,51</b>	<b>33,61</b>	<b>(1,90)</b>	<b>(5,4)</b>

## Distribuzione di prodotti petroliferi

Le vendite di prodotti petroliferi (33,41 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,83 milioni di tonnellate rispetto al 2015, con una diminuzione pari al 5,2%, per effetto principalmente della cessione

delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, finalizzate nel luglio 2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel corso del secondo semestre 2016.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
Rete		6,14	5,96	5,93	(0,03)	(0,5)
Extrarete		7,57	7,84	8,16	0,32	4,1
Petrochimica		0,89	1,17	1,02	(0,15)	(12,8)
Altre vendite		9,89	11,56	10,49	(1,07)	(9,3)
<b>Vendite in Italia</b>		<b>24,49</b>	<b>26,53</b>	<b>25,60</b>	<b>(0,93)</b>	<b>(3,5)</b>
Rete Resto d'Europa		3,07	2,93	2,66	(0,27)	(9,2)
Extrarete Resto d'Europa		4,60	3,83	3,18	(0,65)	(17,0)
Extrarete mercati extra europei		0,43	0,43	0,43		
Altre vendite		2,00	1,52	1,54	0,02	1,3
<b>Vendite all'estero</b>		<b>10,10</b>	<b>8,71</b>	<b>7,81</b>	<b>(0,90)</b>	<b>(10,3)</b>
<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>		<b>34,59</b>	<b>35,24</b>	<b>33,41</b>	<b>(1,83)</b>	<b>(5,2)</b>

### Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (5,93 milioni di tonnellate) sono in leggera diminuzione rispetto al 2015 (circa 30 mila tonnellate, -0,5%) per effetto del calo delle vendite nel segmento autostradale, compensate da una lieve crescita sulla rete di proprietà. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.551 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 20 mila litri rispetto al 2015. La quota di mercato media del 2016 è del 24,3%

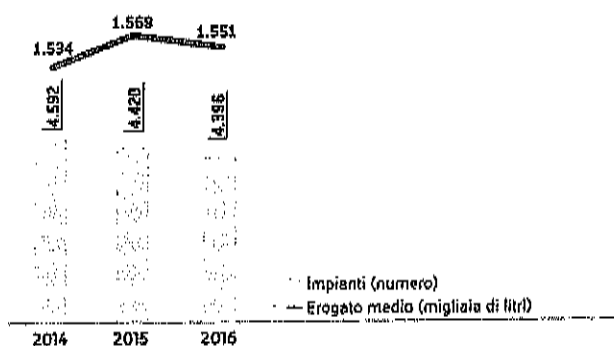
in flessione di 0,2 punti percentuali rispetto al 2015 (24,5%). Al 31 dicembre 2016 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.396 stazioni di servizio con un decremento di 24 unità rispetto al 31 dicembre 2015 (4.420 stazioni di servizio) per effetto della chiusura di impianti a basso erogato (27 unità), compensato dal saldo positivo tra aperture e risoluzioni di contratto di convenzionamento (3 unità).

Me

82352/476

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>Italia</b>		<b>13,71</b>	<b>13,80</b>	<b>14,09</b>	<b>0,29</b>	<b>2,1</b>
<b>Vendite rete</b>		<b>6,14</b>	<b>5,96</b>	<b>5,93</b>	<b>(0,03)</b>	<b>(0,5)</b>
Benzina		1,71	1,60	1,53	(0,07)	(4,1)
Gasolio		4,07	3,96	3,99	0,03	0,8
GPL		0,32	0,36	0,36		
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04		
<b>Vendite extrarete</b>		<b>7,57</b>	<b>7,84</b>	<b>8,16</b>	<b>0,32</b>	<b>4,1</b>
Gasolio		3,54	3,69	3,70	0,01	0,3
Oli combustibili		0,12	0,12	0,14	0,02	16,7
GPL		0,28	0,22	0,22		
Benzina		0,30	0,38	0,49	0,11	28,9
Lubrificanti		0,09	0,07	0,08	0,01	14,3
Bunker		0,91	1,07	1,01	(0,06)	(5,6)
Jet fuel		1,59	1,60	1,82	0,22	13,8
Altri prodotti		0,74	0,69	0,70	0,01	1,4
<b>Estero (rete + extrarete)</b>		<b>8,10</b>	<b>7,19</b>	<b>6,27</b>	<b>(0,92)</b>	<b>(12,8)</b>
Benzina		1,80	1,51	1,27	(0,24)	(15,9)
Gasolio		4,48	3,98	3,44	(0,54)	(13,6)
Jet fuel		0,56	0,55	0,62	(0,03)	(4,6)
Oli combustibili		0,18	0,17	0,13	(0,04)	(23,5)
Lubrificanti		0,10	0,10	0,10		
GPL		0,55	0,51	0,49	(0,02)	(3,9)
Altri prodotti		0,43	0,27	0,22	(0,05)	(18,5)
		<b>21,81</b>	<b>20,99</b>	<b>20,36</b>	<b>(0,63)</b>	<b>(3,0)</b>

#### Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio



#### Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,66 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione del 9,2% rispetto al periodo di confronto. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, finalizzate nel luglio 2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel corso del secondo semestre 2016. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati in Francia, Austria e Germania. A struttura

omogenea, escludendo l'effetto delle citate dismissioni nell'Europa dell'Est, le vendite evidenziano un leggero incremento (+1%).

Al 31 dicembre 2016 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.226 stazioni di servizio, con un numero di distributori in calo di 200 unità rispetto al 31 dicembre 2015 per effetto principalmente delle sopra citate dismissioni.

L'erogato medio (2.340 mila litri) è aumentato di 68 mila litri rispetto al 2015 (2.272 mila litri).

#### Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 8,16 milioni di tonnellate hanno registrato una crescita di circa 0,32 milioni di tonnellate, pari al 4,1% rispetto al 2015 per effetto dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel, gasoli e benzine in parte compensati dalle minori vendite di bunker.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,18 milioni di tonnellate, sono diminuite del 17% rispetto al 2015 per effetto delle citate dismissioni nell'Europa dell'Est. A struttura omogenea, le vendite sono sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente. Le vendite al settore Petrolchimica (1,02 milioni di tonnellate) sono in riduzione del 12,8%.

Le altre vendite in Italia e all'estero (12,03 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,05 milioni di tonnellate, pari all'8%, per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

Ne

Refining &amp; Marketing Chimica

82352 / u77

## Chimica

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
Intermedi		2.972	3.334	3.417	83	2,5
Polimeri		2.311	2.366	2.229	(137)	(5,8)
<b>Produzioni</b>		<b>5.283</b>	<b>5.700</b>	<b>5.646</b>	<b>(54)</b>	<b>(0,9)</b>
Consumi e perdite		(2.292)	(1.908)	(2.166)	(258)	(13,5)
Acquisti e variazioni rimanenze		472	9	279	270	
		<b>3.463</b>	<b>3.801</b>	<b>3.759</b>	<b>(42)</b>	<b>(1,1)</b>

Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.759 mila tonnellate sono in leggera riduzione rispetto al 2015 (-42 mila tonnellate; -1,1%) a causa principalmente della stagnazione della domanda in Europa. Le flessioni più significative si sono registrate nel polietilene (-9,8%) e negli stirenici (-9,1%) a causa delle minori produzioni per fermate agli impianti di Ragusa e Mantova, in parte compensate dalle maggiori vendite di derivati tra gli intermedi (+14,8%) e di elastomeri (+6,7%), trainate dalla ripresa della domanda del settore Tyre.

I prezzi medi unitari sono stati complessivamente inferiori del 10% rispetto al 2015. I prezzi dei monomeri, in particolare del butadiene (-2%) e del benzene (-6%), riflettono la debolezza del mercato e la sovraccapacità produttiva. Nel business Polimeri, in diminuzione sia i prezzi degli stirenici (-6,3%), penalizzati dal calo delle quotazioni delle materie prime, sia degli elastomeri (-6,7%), che hanno risentito della competizione di prezzo dei prodotti di importazione asiatica. In calo anche i prezzi del polietilene (-3,2%).

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 5.646 mila tonnellate sono diminuite di 54 mila tonnellate (-0,9%) per effetto principalmente del calo registrato nel business del polietilene (-8,6%) a causa della contrazione della domanda; negli stirenici (-7,2%) a causa delle fermate programmate e non programmate degli impianti di Mantova. In controtendenza le produzioni di derivati (+10,2%) e degli elastomeri (+7,1%) per il recupero delle vendite rispetto allo scorso anno.

Le principali flessioni produttive si sono registrate presso i siti di Ragusa (-45%) per un disservizio occorso allo stabilimento, di Ravenna e Dunkerque (olefine), Ferrara (elastomeri) e Mantova (stirene) per effetto delle fermate programmate degli impianti. In miglioramento le produzioni di Brindisi (+15,7%) e Grangemouth (+20,7%), per l'entrata in marcia della nuova linea di produzione di gomma butadiene-based.

La capacità produttiva nominale è in linea con il 2015. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 71,4% leggermente inferiore al dato del 2015 (72,7%).

## Andamento per business

## Intermedi

I ricavi degli intermedi (€1.688 milioni) sono in flessione dell'11,1% (-€211 milioni rispetto al 2015) a causa del calo delle quotazioni dei prodotti petroliferi che condizionano i prezzi medi unitari dei principali prodotti della business Unit. Le vendite sono aumentate del 4,6%, in particolare di Etilene (+19,3%). In aumento del 14,8% anche i volumi commercializzati di derivati grazie

all'effetto combinato di aumento della domanda e maggiore disponibilità di prodotto.

I prezzi medi unitari di vendita sono calati complessivamente dell'11,1%, con una riduzione del 7% dei prezzi degli aromatici (in particolare del benzene), del 7,7% dei derivati e del 17,8% delle olefine, alla luce della debolezza di mercato e della sovraccapacità produttiva in Europa.

Le produzioni di Intermedi (3.417 migliaia di tonnellate) hanno registrato un aumento del 2,5% rispetto al 2015: in aumento gli aromatici (+2,7%) e i derivati (+10,2%), stabili le olefine (+0,8%).

## Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.380 milioni) sono diminuiti dell'11,5% (-€310 milioni rispetto al 2015) per effetto principalmente del calo dei prezzi medi unitari (-5,5%) e dei volumi venduti (-6,7%) trainati dalla persistente debolezza della domanda nei mercati di sbocco automotive e dei bassi prezzi dei prodotti provenienti dal mercato asiatico. Tale performance è stata inoltre penalizzata dal calo dei prezzi medi degli stirenici (-6,3%), con volumi di vendita in contrazione del 9,1%, anche per effetto delle minori produzioni dovute alla fermata dell'impianto di Mantova.

In diminuzione i volumi di vendita (-9,8%) ed i prezzi medi (-3,2%) del polietilene.

Nelle vendite degli elastomeri, si è registrata una ripresa in tutti i segmenti: gomme commodities (BR +12,6%), SBR (+7,8%), gomme termoplastiche (+5,9%), gomme speciali EPDM (+3,6%) e lattici (+2%). La flessione dei volumi degli stirenici è attribuibile in particolare ai minori volumi commercializzati di polistirolo compatto (-13,8%), per effetto di una debole domanda nei settori del packaging alimentare, del monouso e dell'edilizia, e di polistirolo espandibile (-14,4%), solo in parte compensati da maggiori vendite di ABS e SAN (+11,4%) trainate dalla ripresa della domanda e di stirolo monomero (+5,9%). Complessivamente in calo i volumi venduti di polietilene (-9,8%) a causa delle minori vendite principalmente di EVA (-10,6%) e LDPE (-24,4%). In aumento i volumi di HDPE (+7,8%).

Le produzioni dei polimeri (2.229 mila tonnellate) si riducono del 5,8% rispetto al 2015. In calo le produzioni degli stirenici (-7,2%), a seguito della fermata programmata dell'impianto di Mantova con minori volumi prodotti di stirolo (-6,4%) e di polistirolo compatto (-11,2%), parzialmente compensate dalle maggiori produzioni di ABS/SAN (+9,9%). In diminuzione le produzioni di polietilene (-8,6%) a causa delle fermate programmate presso i siti Ragusa, Ferrara e Dunkerque solo in parte compensati da maggiori produzioni di HDPE (+9,4%). In aumento le produzioni nel business elastomeri (+7,1%), in particola-

me

82352/678

re delle gomme BR (+15,2%), trainate dall'aumento complessivo dei volumi venduti rispetto allo scorso anno.

## Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore di €664 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'e-

stero (€298 milioni), finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) l'attività di marketing (€123 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione in Italia e resto d'Europa; (iii) gli interventi di potenziamento (€87 milioni), manutenzione (€75 milioni), mantenimento (€38 milioni), nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente (€37 milioni) nell'ambito della Chimica.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
Refining		362	282	298	16	5,7
Marketing		175	126	123	(3)	(2,4)
		537	408	421	13	3,2
Chimica		282	220	243	23	10,5
		819	628	664	36	5,7

# Commento ai risultati economico-finanziari

82352/679

## Adozione del Successful Effort Method

Dal 1° gennaio 2016 Eni ha modificato su base volontaria il criterio di valutazione dei costi relativi all'attività esplorativa adottando il metodo dello "sforzo coronato da successo" – Successful Effort Method (SEM). Il SEM è adottato da tutte le principali società Oil & Gas alle quali Eni si è ulteriormente assimilata a seguito del recente processo di focalizzazione nell'attività upstream. Ai sensi delle disposizioni dello IAS 8 "Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori", l'applicazione del SEM rappresenta una modifica volontaria di una accounting policy, giustificata dall'allineamento alle prassi di settore, da applicare retroattivamente. Conseguentemente i dati economici, patrimoniali e finanziari dei comparative periods del bilancio 2016 sono stati riesposti.

L'effetto della modifica è stato rilevato come variazione del saldo di apertura delle voci interessate in contropartita alla voce "Utili portati a nuovo" del patrimonio netto al 1 gennaio 2014. La modifica ha comportato in particolare un incremento dei saldi iniziali delle voci immobili, impianti e macchinari di €3.524 milioni; delle attività immateriali di €860 milioni e del patrimonio netto Eni di €3.001 milioni. Altre variazioni hanno riguardato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite e altre voci minori. Con riferimento all'esercizio 2015, l'adozione del SEM ha comportato un peggioramento dell'utile operativo reported di €815 milioni dovuto, tra gli altri, alla rilevazione di svalutazioni di costi esplorativi capitalizzati nell'ambito dell'impairment review e al write-off di progetti esplorativi sospesi in funzione della revisione dello scenario prezzi degli idrocarburi. Considerati tali special item, l'utile operativo adjusted consolidato del 2015 registra un marginale incremento (€4.178 milioni rispetto al dato ante SEM di €4.104 milioni). Maggiori informazioni sono fornite nelle note al bilancio consolidato.

## Continuing e discontinued operations

Con efficacia 1° gennaio 2016, il Gruppo Eni è uscito dal settore Engineering & Construction ("E&C") per effetto del closing il 22 gennaio della cessione a CDP Equity SpA dell'interest del 12,503% posseduto da Eni in Saipem SpA, società capofila di E&C, e la contestuale entrata in vigore del patto di sindacato che stabilisce il controllo congiunto dei due soci sull'entity. Tali transazioni sono state il trigger per la perdita di controllo di Eni su Saipem e il conseguente deconsolidamento delle attività e passività, dei costi e dei ricavi di Saipem e delle sue controllate. La partecipazione mantenuta del 30,55% è classificata come interest in una joint venture valutata in base all'equity method come previsto dagli IFRS. Il valore d'iscrizione iniziale della partecipazione è rappresentato dal fair value alla data della perdita di controllo pari al prezzo di borsa di €4,2 per azione (per un controvalore di €564 milioni ai quali si aggiungono €1.069 milioni relativi all'aumento di capitale in quota Eni sottoscritto contestualmente alle transazioni descritte per un valore di carico iniziale di €1.614 milioni) e una minusvalenza di conto economico di €441 milioni rilevata nel risultato di competenza delle discontinued operations del 2016. Grazie ai proventi dell'aumento del capitale sociale è con il ricorso a nuovi finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze, Saipem ha rimborsato i finanziamenti intercompany concessi da Eni per €5.818 milioni alla data del 31 dicembre 2015

che unitamente all'incasso della cessione della partecipazione di €463 milioni e al netto della quota Eni di aumento del capitale sociale hanno determinato un beneficio sulla posizione finanziaria netta consolidata di €4,8 miliardi.

Nei comparative periods del bilancio 2016, il settore E&C è stato rappresentato e valutato come "discontinued operations" in base alle disposizioni dello IFRS5 in considerazione del piano Eni di uscita da una "major line of business". In base a tale accounting, i risultati dell'attività in corso di dismissione sono rappresentati separatamente dalle continuing operations e limitatamente ai soli rapporti con terze parti, continuando a essere operate le elisioni delle transazioni intercompany poiché ai fini della redazione dei conti consolidati dei comparative periods 2016 le società del settore E&C erano a tutti gli effetti entità controllate di Eni e pertanto incluse nell'area di consolidamento fino al perfezionamento della vendita. Tale rappresentazione delle attività in fase di dismissione comporta che il confronto tra il risultato reported del 2016 vs. 2015 è influenzato dalla rilevanza delle transazioni intercompany tra E&C e le continuing operations nel 2015, in relazione alla fornitura di impianti e servizi commissionati in particolare dal settore E&P, e di conseguenza dal fatto che i risultati delle continuing operations 2015 non rappresentano la performance delle stesse come se fossero un'entità standalone per via dell'elisione nel processo di consolidamento dei costi sostenuti verso E&C.

Per ovviare a tale effetto distorsivo, nella presente Relazione finanziaria, i risultati adjusted delle continuing operations del 2015 sono esposti su base standalone, escludendo del tutto e non limitatamente ai soli rapporti con terzi il contributo di Saipem. Una misura di performance analoga è stata definita per il flusso di cassa netto da attività operativa.

Per quanto riguarda Versalis, classificata e rilevata come discontinued operations nel bilancio 2015, l'interruzione delle trattative con il potenziale partner industriale che aveva manifestato l'interesse ad acquisire una quota del 70% (si veda il comunicato stampa del 21 giugno 2016), comporta la revoca della classificazione del settore chimico come attività destinata alla vendita in base all'IFRS5. Pertanto nei conti consolidati Eni del 2016 e dei comparative periods, i valori economici e patrimoniali di Versalis sono rilevati tra le continuing operations, nelle singole voci delle attività, delle passività, dei costi e dei ricavi. La revoca del trattamento contabile ex IFRS5 ha avuto efficacia retroattiva dalla data di classificazione iniziale (31 dicembre 2015), come se la stessa non fosse mai stata applicata. Pertanto i saldi iniziali del bilancio 2016 sono stati riesposti per riflettere il ripristino del criterio dell'uso continuativo nella valutazione di Versalis. Tale modifica nella valutazione di Versalis ha avuto un effetto positivo per €294 milioni sul saldo iniziale del patrimonio netto consolidato e neutro sulla posizione finanziaria netta. Nella segment information i risultati di Versalis sono aggregati con quelli di R&M in un unico reportable segment "R&M e Chimica", poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili.

ME



82352/680

## Conto economico

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
98.218	Ricavi della gestione caratteristica	72.286	55.762	(16.524)	(22,9)
1.079	Altri ricavi e proventi	1.252	931	(321)	(25,6)
(80.333)	Costi operativi	(59.967)	(47.118)	12.849	21,4
145	Altri proventi (oneri) operativi	(485)	16	501	..
(7.676)	Ammortamenti	(8.940)	(7.559)	1.381	15,4
(1.270)	Svalutazioni (riprese di valore) nette	(6.534)	475	7.009	..
(1.198)	Radiazioni	(688)	(350)	338	49,1
<b>8.965</b>	<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>(3.076)</b>	<b>2.157</b>	<b>5.233</b>	<b>..</b>
(1.167)	Proventi (oneri) finanziari	(1.306)	(885)	421	32,2
476	Proventi (oneri) netti su partecipazioni	105	(380)	(485)	..
<b>8.274</b>	<b>Utile (perdita) prima delle imposte</b>	<b>(4.277)</b>	<b>892</b>	<b>5.169</b>	<b>..</b>
(6.466)	Imposte sul reddito	(3.122)	(1.936)	1.186	38,0
78,1	Tax rate (%)	..	..	..	..
<b>1.808</b>	<b>Utile (perdita) netto - continuing operations</b>	<b>(7.399)</b>	<b>(1.044)</b>	<b>6.355</b>	<b>85,9</b>
(949)	Utile (perdita) netto - discontinued operations	(1.974)	(413)	1.561	..
<b>859</b>	<b>Utile (perdita) netto</b>	<b>(9.373)</b>	<b>(1.457)</b>	<b>7.916</b>	<b>84,5</b>
<i>di competenza:</i>					
1.303	Eni:	(8.778)	(1.464)	7.314	83,3
1.720	- continuing operations	(7.952)	(1.051)	6.901	86,8
(417)	- discontinued operations	(826)	(413)	413	50,0
(444)	Interessenze di terzi:	(595)	7	602	..
88	- continuing operations	553	7	(546)	(98,7)
(532)	- discontinued operations	(1.148)	..	1.148	..

## Risultato netto

Nel 2016 Eni ha registrato la **perdita netta reported** di €1.051 milioni rispetto alla perdita di €7.952 milioni del 2015. Il risultato riflette essenzialmente il moderato recupero dello scenario petrolifero nella seconda parte dell'anno, incorporato nella revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a \$70 rispetto ai precedenti \$65 adottata dal management ai fini delle proiezioni economico-finanziarie del piano '17-20. Tale revisione ha determinato riprese di valore degli asset Oil & Gas di €1.005 milioni (al netto del relativo effetto fiscale), che sono state assorbite da svalutazioni dovute allo scenario negativo del gas in Europa e altri driver, nonché altri oneri non ricorrenti per un effetto netto negativo di €831 milioni. Tale saldo si confronta con oneri straordinari di €8,5 miliardi nel 2015 dovuti alla rilevazione di svalutazioni delle proprietà E&P di €3,9 miliardi e di deferred tax asset di €1,8 miliardi a causa del ridimensionamento dello scenario prezzi, la svalutazione di €1 miliardo del business Chimica allineato al prevedibile valore di realizzo concordato nell'ambito della negoziazione per la realizzazione di una joint venture industriale poi non andata a buon fine, nonché di altri oneri straordinari di €1,8 miliardi attribuibili principalmente al settore G&P. Peraltro, la gestione industriale del 2015 ha risentito negativamente della marcata debolezza dello scenario nella prima parte dell'anno e della contrazione anno su anno del 16,7% del prezzo medio Brent (da 52,5 \$/barile nel 2015 a 43,7 \$/barile), del 28,2%

del prezzo del gas e del 49,4% del margine di raffinazione che hanno determinato una flessione del 23% del fatturato consolidato, nonché del fermo di circa 4 mesi e mezzo della produzione del centro olio Val d'Agri.

L'effetto dello scenario è stato attenuato dalle iniziative del management di selezione degli investimenti tecnici, ridotti del 19% rispetto al 2015 a cambi omogenei, di contenimento dei costi operativi E&P (-14% vs. 2015), di ottimizzazione dell'assetto impiantistico in R&M e Chimica, nonché di efficienza nella logistica, nei consumi energetici e nei costi generali e amministrativi con un beneficio complessivo di €1,7 miliardi sull'utile operativo. Le imposte sul reddito sono diminuite di €1.186 milioni per i fattori straordinari descritti; mentre il tax rate reported risente ancora dell'elevato peso relativo nei primi tre trimestri degli utili ante imposte conseguiti in regime di PSA caratterizzati da una maggiore incidenza fiscale.

Nel 2016, la **perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni** ammonta a €1.464 milioni. Il dato include la perdita di competenza Eni delle discontinued operations di €413 milioni dovuta principalmente alla svalutazione di €441 milioni della partecipazione Saipem per allineamento al fair value rappresentato dalla capitalizzazione di borsa alla data della perdita del controllo (22 gennaio 2016).

82352/082

## Risultati adjusted

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
12.337	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	5.708	2.315	(3.393)	(59,4)
(1.114)	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(1.222)			
11.223	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	4.486	2.315	(2.171)	(48,4)
1.720	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	(7.952)	(1.051)	6.901	86,8
1.008	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	782	(120)		
1.471	Esclusione special item	8.487	831		
4.199	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	1.317	(340)	(1.657)	..
(476)	Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations	(514)			
3.723	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	803	(340)	(1.143)	..
65,9	Tax rate (%)	82,4	120,6		

L'utile operativo adjusted del 2016 ammonta a €2.315 milioni ed evidenzia una riduzione di €2.171 milioni (-48,4%) rispetto al 2015 dovuta allo scenario prezzi/margini delle commodity che ha penalizzato la performance per €3,3 miliardi, al fermo in Val d'Agri e ai minori proventi non ricorrenti in G&P che hanno pesato per €0,6 miliardi. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1,7 miliardi.

Il risultato netto adjusted è negativo per €340 milioni, con un peggioramento di €1.143 milioni rispetto al 2015 che chiudeva con l'utile di €803 milioni. Tale peggioramento riflette la flessione della redditività operativa, la riduzione del contributo delle joint venture valutate all'equity riconducibile allo scenario, nonché l'incremento del tax rate (circa 38 punti percentuali). Quest'ultimo riflette: (i) il tax rate superiore al 100% rilevato nei primi nove mesi dell'anno determinato dal debole scenario petrolifero che concentra i risultati ante imposte positivi nei contratti PSA, che più resilienti in scenari decrescenti sono però caratterizzati da tax rate più elevati; (ii) la classificazione fra gli special item dei reversal delle differite attive svalutate nell'esercizio precedente.

Gli special item dell'utile operativo sono rappresentati da oneri netti di €333 milioni, relativi principalmente a:

- (i) riprese di valore di asset Oil & Gas svalutati in precedenti esercizi (€1.440 milioni) che hanno come driver essenzialmente la revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a \$70 rispetto ai precedenti \$65 adottata dal management ai fini delle proiezioni economico-finanziarie del piano '17-20;
- (ii) svalutazioni di asset a gas dell'upstream a seguito del deterioramento dello scenario prezzi in Europa e altre proprietà Oil & Gas a causa di modifiche contrattuali, revisione di riserve e dell'accresciuto rischio Paese (complessivi €756 milioni);
- (iii) svalutazioni relative agli investimenti di periodo nel settore R&M e Chimica relativi a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period, prive di prospettive di redditività (€104 milioni);

- (iv) il write-off delle unità dell'impianto di conversione Est presso la raffineria di Sannazzaro, danneggiate dall'evento occorso nel dicembre 2016, e l'accantonamento al fondo smantellamento (complessivi €217 milioni) al netto dell'indennizzo assicurativo a carico di terzi (€122 milioni);
- (v) oneri ambientali (€193 milioni);
- (vi) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (proventi di €427 milioni);
- (vii) differenze e derivati su cambi (onere di €19 milioni);
- (viii) accantonamenti a fondo rischi di €152 milioni;
- (ix) altri oneri di €850 milioni relativi principalmente alla svalutazione di alcuni crediti in arbitrato del settore E&P nei confronti di national oil company per riflettere il prevedibile esito di negoziazioni in corso.

Gli special item non operativi escludono principalmente:

- continuing operations
  - le svalutazioni di iniziative valutate all'equity del settore E&P a causa del deterioramento del quadro finanziario di alcuni Paesi (€236 milioni);
  - le imposte sul reddito che comprendono, oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special, i proventi relativi ai reversal delle differite attive svalutate in precedenti esercizi (€121 milioni) e di quelle passive eccedenti a seguito di modifiche della normativa fiscale nel Regno Unito e Norvegia (€28 milioni) nonché della svalutazione di alcuni crediti in arbitrato del settore E&P nei confronti di national oil company per riflettere il prevedibile esito di negoziazioni in corso;
  - la svalutazione complessiva delle attività per imposte anticipate relative alle attività Eni in Italia (circa €170 milioni) a seguito delle ridotte prospettive di generazione di redditi imponibili futuri per effetto in particolare dello scenario gas;
  - la svalutazione della partecipazione Saipem valutata secondo l'equity method, successivamente all'instaurazione del controllo congiunto, per quanto determinato dagli esiti negativi dell'impairment test e da altre svalutazioni straordinarie rilevate di Saipem nei propri risultati annuali che hanno avuto come driver le proiezioni di redditività del nuovo piano strategico pubblicato il 25 ottobre u.s. (€163 milioni in quota Eni).

Me

82352 / 682

- discontinued operations
- gli special item delle discontinued operations comprendono €441 milioni di svalutazione di Saipem allineata alla market capitalization del 22 gennaio, quale initial recognition alla data

di avvio del controllo congiunto.

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

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
4.569	Exploration & Production	991	508	(483)	(48,7)
86	Gas & Power	(168)	(330)	(162)	(96,4)
(319)	Refining & Marketing e Chimica	512	419	(93)	(18,2)
(852)	Corporate e altre attività	(663)	(991)	(328)	(49,5)
1.255	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(a)</sup>	1.250	61	(1.189)	
4.739	Utile (perdita) netto adjusted - continuing operations	1.922	(333)	(2.255)	..
<i>di competenza:</i>					
540	- Interessenze di terzi	605	7	(598)	
4.199	- azionisti Eni	1.317	(340)	(1.657)	..
(476)	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	(514)			
3.723	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone	803	(340)	(1.143)	..

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

Nel 2016 i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla continua debolezza del prezzo di riferimento del Brent nella prima parte dell'anno a causa dell'eccesso di offerta. Nella seconda parte del 2016, il mercato petrolifero ha registrato un'inversione di tendenza che si è andata consolidando nel quarto trimestre con prezzi in aumento rispetto al quarto trimestre 2015 grazie a un certo assorbimento dell'oversupply sostenuto anche dall'accordo OPEC di fine novembre di ridurre l'output del cartello, al quale hanno aderito anche alcuni paesi non OPEC (in primis la Russia). Nonostante tale recupero, in media annua il prezzo di riferimento del Brent segnala una flessione del 17%. I prezzi del gas di produzione sono stati penalizzati dalla debolezza dei mercati di riferimento (USA ed Europa) dei lag temporali delle formule oil-linked per effetto dei quali la ripresa dello scenario petrolifero nel quarto trimestre non ha trascinato al rialzo i prezzi del gas equity.

Il margine benchmark dell'attività di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni ha dimezzato il suo valore (-49,4%) attestan-

dosi a 4,2 \$/bl, valore che rappresenta il nuovo punto di break-even della raffinazione Eni rispetto ad un obiettivo per il 2016 di 4,5 \$/bl. La flessione del margine di scenario verificatasi in un quadro di estrema volatilità, riflette i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi alla scarsa dinamica della domanda, all'eccesso di capacità e alla pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti. Il mercato del gas continua ad essere caratterizzato da una crescita debole della domanda e da forte pressione competitiva. La competizione sul pricing ha continuato ad essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita. Oltre al deterioramento dei prezzi di vendita spot, nel 2016 è stato registrato il peggioramento del differenziale tra i prezzi all'hub italiano rispetto a quello europeo (PSV vs TTF) che ha influito negativamente sui risultati del settore G&P di Eni.

Il cambio euro/dollaro pari a 1,107 risulta in linea con il cambio medio registrato nel 2015.

2014		2015	2016	Var. %
98,99	Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	52,46	43,69	(16,7)
1,329	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,110	1,107	(0,3)
74,48	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	47,26	39,47	(16,5)
3,2	Standard Eni Refining Margin (SERM) <sup>(c)</sup>	8,3	4,2	(49,4)
246	PSV <sup>(d)</sup>	234	168	(28,2)
221	TTF <sup>(d)</sup>	210	148	(29,5)
0,21	Euribor - euro a tre mesi (%)	(0,02)	(0,26)	..
0,23	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,32	0,74	..

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

82352/1083

## Analisi delle voci del conto economico – continuing operations

## Ricavi

2014		(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
28.488	Exploration & Production		21.436	16.089	(5.347)	(24,9)
73.434	Gas & Power		52.096	40.961	(11.135)	(21,4)
28.994	Refining & Marketing e Chimica		22.639	18.733	(3.906)	(17,3)
1.429	Corporate e altre attività		1.468	1.343	(125)	(8,5)
54	Effetto eliminazione utili interni					
(34.181)	Elisioni di consolidamento		(25.353)	(21.364)	3.989	(15,7)
<b>98.218</b>	<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>		<b>72.286</b>	<b>55.762</b>	<b>(16.524)</b>	<b>(22,9)</b>
<b>1.079</b>	<b>Altri ricavi e proventi</b>		<b>1.252</b>	<b>931</b>	<b>(321)</b>	<b>(25,6)</b>
<b>99.297</b>	<b>Totale ricavi</b>		<b>73.538</b>	<b>56.693</b>	<b>(16.845)</b>	<b>(22,9)</b>

## Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2016 (€55.762 milioni) sono diminuiti di €16.524 milioni rispetto al 2015 (-22,9%) a causa della debolezza dei prezzi delle commodity energetiche. I volumi hanno avuto un impatto trascurabile.

I ricavi del settore Exploration & Production (€16.089 milioni) sono diminuiti di €5.347 milioni (-24,9%) per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-15,4% e -28,2%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent (-16,7%) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti e per effetto del fermo produttivo in Val d'Agri per quattro mesi e mezzo. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla maggiore produzione in altre aree.

I ricavi del settore Gas & Power (€40.961 milioni) sono diminuiti di €11.135 milioni (-21,4%) per effetto della flessione del prezzo del gas e dell'elettricità e, per quanto riguarda il trading di commodity, anche della riduzione dei prezzi di olio e prodotti petroliferi. I ricavi del business retail sono stati influenzati negativamente dall'effetto climatico e dalla revisione di stima dei crediti per fatture da emettere relative a precedenti reporting period ante 2015 nell'ambito del programma di efficientamento avviato lo scorso esercizio (€161 milioni).

I ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€18.733 milioni) sono diminuiti di €3.906 milioni (-17,3%) per effetto del declino delle quotazioni di riferimento delle commodity a causa della debolezza dello scenario. In calo di circa il 10% i prezzi medi unitari di vendita della chimica influenzati in particolare dal calo dei prezzi medi dei polimeri (-6,7% per gli elastomeri; -6,3% per gli stirenici) per effetto scenario e pressione competitiva.

## Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di €931 milioni comprendono le plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e proventi miscelanei. In particolare nel 2016 è rilevato il provento relativo all'indennizzo assicurativo a carico di terzi pari a €122 milioni a parziale copertura del write off delle unità danneggiate dell'impianto EST e dei costi stimati per rimozione e ripulitura poiché l'incidente rientra tra le fattispecie coperte dalle assicurazioni stipulate dal Gruppo per la copertura dei danni alle proprietà. Rispetto al 2015, il saldo di tale voce diminuisce per effetto della rilevazione di importanti plusvalenze sulla cessione di asset E&P nell'anno di confronto.

## Costi operativi

2014		(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
77.404	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		56.848	44.124	(12.724)	(22,4)
146	di cui: - altri special item		436	360		
2.929	Costo lavoro		3.119	2.994	(125)	(4,0)
4	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro		41	47		
<b>80.333</b>			<b>59.967</b>	<b>47.118</b>	<b>(12.849)</b>	<b>(21,4)</b>

I costi operativi sostenuti nel 2016 (€47.118 milioni) sono diminuiti di €12.849 milioni rispetto al 2015, pari al 21,4%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€44.124 milioni) sono diminuiti del 22,4% (-€12.724 milioni) per effetto essenzialmente della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono special item di €360 milioni (€436 milioni nel 2015) relativi principalmente ad accantonamenti per rischi ambientali. Il costo lavoro (€2.994 milioni) è diminuito di €125 milioni rispetto al 2015 (-4%) per effetto principalmente del decremento dell'occupazione media all'estero.

Me

82352/480

## Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
6.916	Exploration & Production	8.080	6.772	(1.308)	(16,2)
335	Gas & Power	363	354	(9)	(2,5)
381	Refining & Marketing e Chimica	454	389	(65)	(14,3)
70	Corporate e altre attività	71	72	1	1,4
(26)	Effetto eliminazione utili interni	(28)	(28)		
<b>7.676</b>	<b>Totale ammortamenti</b>	<b>8.940</b>	<b>7.558</b>	<b>(1.381)</b>	<b>(15,4)</b>
1.270	Svalutazioni (riprese di valore) nette	6.534	(475)	(7.009)	
<b>8.946</b>	<b>Ammortamenti e svalutazioni (riprese di valore) nette</b>	<b>15.474</b>	<b>7.084</b>	<b>(8.390)</b>	<b>(54,2)</b>
1.198	Radiazioni	688	350	(338)	(49,1)
<b>10.144</b>		<b>16.162</b>	<b>7.434</b>	<b>(8.728)</b>	<b>(54,0)</b>

Gli ammortamenti (€7.559 milioni) sono diminuiti di €1.381 milioni (-15,4%) rispetto al 2015 principalmente nel settore Exploration & Production (-16,2%) per effetto della riduzione degli investimenti e dei minori valori di libro delle proprietà Oil & Gas conseguenti alle svalutazioni eseguite nel bilancio 2015 (€5.212 milioni).

Le svalutazioni (riprese di valore) nette (€475 milioni) si riferiscono principalmente a: (i) riprese di valore di asset Oil & Gas svalutati in precedenti esercizi (€1.440 milioni) che hanno come driver essenzialmente la revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a \$70 rispetto ai precedenti \$65 adottata dal management ai fini delle proiezioni economico-finanziarie del piano '17-20; (ii) svalutazioni di asset a gas dell'upstream a seguito del deterioramento dello scenario prezzi in Europa e altre proprietà Oil

& Gas a causa di revisioni contrattuali, revisione di riserve e dell'accresciuto rischio Paese (complessivi €756 milioni); (iii) svalutazioni relative agli investimenti di periodo nel settore R&M e Chimica relativi a CGU prive di prospettive di redditività (€104 milioni).

Le radiazioni (€350 milioni) si riferiscono principalmente al write-off di pozzi esplorativi per i quali sono venuti meno i requisiti del mantenimento all'attivo di bilancio (insuccesso tecnico o cessazione del commitment del management nell'iniziativa) nonché le unità dell'impianto di conversione EST presso la raffineria di Sannazzaro a causa dell'evento occorso nel dicembre 2016 (€193 milioni).

L'analisi delle svalutazioni (riprese di valore) nette per tipologia e per settore di attività è la seguente:

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
1.283	Svalutazione asset materiali/immateriali	6.376	1.067	(5.309)
51	Svalutazione goodwill	161		(161)
(64)	Riprese di valore	(3)	(1.542)	(1.539)
<b>1.270</b>	<b>Sub totale</b>	<b>6.534</b>	<b>(475)</b>	<b>(7.009)</b>
2	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti		16	16
<b>1.272</b>	<b>Svalutazioni (riprese di valore) nette</b>	<b>6.534</b>	<b>(459)</b>	<b>(6.993)</b>

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
851	Exploration & Production	5.212	(700)	(5.912)
25	Gas & Power	152	81	(71)
380	Refining & Marketing e Chimica	1.150	104	(1.046)
14	Corporate e altre attività	20	40	20
<b>1.270</b>	<b>Svalutazioni (riprese di valore) nette</b>	<b>6.534</b>	<b>(475)</b>	<b>(7.009)</b>

## Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo delle continuing operations per settore di attività.

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
10.727	Exploration & Production	(959)	2.567	3.526	..
64	Gas & Power	(1.258)	(391)	867	68,9
(2.811)	Refining & Marketing e Chimica	(1.567)	723	2.290	..
(518)	Corporate e altre attività	(497)	(681)	(184)	(37,0)
1.503	Effetto eliminazione utili interni	1.205	(61)	(1.266)	
<b>8.965</b>	<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>(3.076)</b>	<b>2.157</b>	<b>5.233</b>	<b>..</b>

82352/085

**Utile operativo adjusted**

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

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
8.965	Utile (perdita) operativo - continuing operations	(3.076)	2.157	5.233	..
1.460	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.136	(175)		
1.912	Esclusione special item	7.648	333		
<b>12.337</b>	<b>Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations</b>	<b>5.708</b>	<b>2.315</b>	<b>(3.393)</b>	<b>(59,4)</b>
<b>Dettaglio per settore di attività:</b>					
11.679	Exploration & Production	4.182	2.494	(1.688)	(40,4)
168	Gas & Power	(126)	(390)	(264)	..
(412)	Refining & Marketing e Chimica	695	583	(112)	(16,1)
(443)	Corporate e altre attività	(369)	(452)	(83)	(22,5)
1.345	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	1.326	80	(1.246)	
<b>12.337</b>		<b>5.708</b>	<b>2.315</b>	<b>(3.393)</b>	<b>(59,4)</b>

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>12.337</b>	<b>Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations</b>	<b>5.708</b>	<b>2.315</b>	<b>(3.393)</b>	<b>(59,4)</b>
(1.114)	Ripristino elisioni transazioni Intercompany vs. discontinued operations	(1.222)		1.222	..
<b>11.223</b>	<b>Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone</b>	<b>4.486</b>	<b>2.315</b>	<b>(2.171)</b>	<b>(48,4)</b>

L'utile operativo adjusted è stato di €2.315 milioni, in contrazione del 48,4% rispetto all'utile operativo adjusted del 2015 su base standalone. I principali driver della flessione sono stati il peggioramento dello scenario prezzi/margini delle commodity per €3,3 miliardi, nonché l'impatto della fermata produttiva del centro olio Val d'Agri di quattro mesi e mezzo e dei minori proventi non ricorrenti in G&P che hanno pesato per €0,6 miliardi. Tali vari-

azioni sono state parzialmente compensate dalla crescita produttiva in altre aree, da recuperi d'efficienza e dalla riduzione della base costi, soprattutto nel settore E&P, per €1,7 miliardi.

L'utile operativo adjusted esclude l'utile di magazzino di €175 milioni e special item costituiti da oneri netti per un totale di €333 milioni.

**Proventi (oneri) finanziari netti**

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
<b>(802)</b>	<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>	<b>(814)</b>	<b>(726)</b>	<b>88</b>
(871)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(838)	(757)	81
19	- Interessi attivi verso banche	19	15	(4)
24	- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	3	(21)	(24)
26	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	2	37	35
<b>165</b>	<b>Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati</b>	<b>160</b>	<b>(482)</b>	<b>(642)</b>
51	- Strumenti finanziari derivati su valute	96	(494)	(590)
46	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	31	(12)	(43)
68	- Opzioni	33	24	(9)
<b>(415)</b>	<b>Differenze di cambio</b>	<b>(354)</b>	<b>676</b>	<b>1.030</b>
<b>(278)</b>	<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>	<b>(464)</b>	<b>(459)</b>	<b>5</b>
74	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	120	143	23
(293)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(291)	(312)	(21)
(59)	- Altri proventi (oneri) finanziari	(293)	(290)	3
<b>(1.330)</b>		<b>(1.472)</b>	<b>(991)</b>	<b>481</b>
<b>163</b>	<b>Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale</b>	<b>166</b>	<b>106</b>	<b>(60)</b>
<b>(1.167)</b>		<b>(1.306)</b>	<b>(885)</b>	<b>421</b>

Me

82352/186

Gli **oneri finanziari netti** di €885 milioni diminuiscono di €421 milioni rispetto al 2015. I principali driver sono stati: (i) la variazione positiva delle differenze cambio al netto del fair value negativo dei derivati su cambi (+€440 milioni), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39, in parte compensati dal risultato negativo della gestione dei titoli held for trading dovuto essenzialmente al cambio la cui esposizione è oggetto di copertura su base netta a livello di Gruppo; (ii) la riduzione dei tassi d'interesse su tutte le scadenze che riflette

le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali. Gli altri proventi (oneri) finanziari includono: (i) svalutazioni di crediti strumentali di €121 milioni concessi a entità valutate all'equity per l'esecuzione di progetti industriali d'interesse Eni; (ii) l'effetto dell'attualizzazione di €129 milioni connesso alla definizione di piani di rientro di crediti in sofferenza nel settore E&P nei confronti di compagnie di Stato che saranno oggetto di recupero tramite iniziative minerarie incremental. Su questa base il tasso di attualizzazione è stato assunto pari al WACC adjusted dei Paesi interessati, superiore ai tassi finanziari.

### Proventi (oneri) netti su partecipazioni

L'analisi degli oneri netti su partecipazioni relativa al 2016 è illustrata nella tabella seguente:

2016 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(198)	19	(3)	(144)	(326)
Dividendi	88		48	7	143
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	7		11	(32)	(14)
Altri proventi (oneri) netti	(66)	(84)	(14)	(22)	(183)
	(166)	(65)	42	(191)	(380)

Gli **oneri netti su partecipazioni** ammontano a €380 milioni e riguardano:

(i) le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto che hanno riportato una perdita netta complessiva di €326 milioni. I principali oneri sono stati registrati nel settore Exploration & Production a causa del deterioramento dello scenario petrolifero e delle conseguenti difficoltà finanziarie di alcuni Paesi partner con ripercussioni negative sul cambio. Per effetto di tali trend sono state rilevate perdite relative alle iniziative in joint venture in Venezuela: PetroSucre, dovuta alla svalutazione del progetto industriale sottostante, nonché Cardón IV e PetroBicentenario per complessivi €144 milioni. Sulla partecipazione del 30,76% in Saipem valutata all'equity è stato registrato nel segmento Corporate e altre attività un onere da valutazione di €144 milioni che riflette l'esito dell'impairment test eseguito dalla partecipata sulle proprie business units sulla base del nuovo piano industriale approvato nell'ottobre 2016 che incorpora l'ipotesi di un più lento recupero dello scenario petrolifero e del livello atteso di investimenti di esplorazione e sviluppo delle oil companies; al netto di tali oneri straordinari il risultato adjusted della partecipata in quota Eni è positivo per €19 milioni.

(ii) le minusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni (€14 milioni) relative principalmente alla cessione della quota residuale del 2,22% del capitale sociale di Snam SpA (€32 milioni), compensate dalle plusvalenze di €18 milioni realizzate sulla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Slovenija doo, Eni Hungaria Zrt ed altre partecipazioni minori;

(iii) gli altri oneri netti che comprendono la minusvalenza da impairment test della partecipazione Unión Fenosa Gas SA per €84 milioni nel settore G&P, la svalutazione del credito per dividendi verso PetroSucre SA nel settore E&P deliberati dall'investee non ancora distribuiti agli azionisti (€65 milioni), nonché la svalutazione della partecipazione Genomatica Inc (€13 milioni) per diluizione dell'interest Eni.

Tali oneri sono stati in parte compensati dai dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€143 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€76 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co (€45 milioni).

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

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
110	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(471)	(326)	145
385	Dividendi	402	143	(259)
160	Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	164	(14)	(178)
(179)	Altri proventi (oneri) netti	10	(183)	(193)
476		105	(380)	(485)

Il peggioramento rispetto al 2015 è dovuto principalmente alle plusvalenze rilevate nel periodo di confronto sulle cessioni delle partecipazioni

in Galp e Snam e altre minori, nonché alla riduzione dei dividendi in particolare della Nigeria LNG e delle partecipazioni Snam e Galp.

in

Commento ai risultati economico-finanziari

82352/087

**Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito sono diminuite del 38% a €1.936 milioni (per una variazione positiva di €1.186 milioni) per effetto essenzialmente delle minori svalutazioni di attività per imposte anticipate in funzione delle proiezioni di redditi imponibili futuri e delle sotto-stanti assunzioni di scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi. In particolare nel 2015 furono rilevate svalutazioni di €1.740 milioni relative al settore estero E&P e alle consociate italiane che

si confrontano con svalutazioni al netto di riprese di valore di ammontare trascurabile nel 2016. Inoltre a seguito del prevedibile esito negativo di alcuni contenziosi su crediti in Nigeria si è determinato l'utilizzo di differite passive precedentemente stanziare per €380 milioni. Il tax rate reported risente ancora dell'elevato peso relativo nei primi tre trimestri degli utili ante imposte conseguiti in regime di PSA caratterizzati da una maggiore incidenza fiscale.

**Risultati per settore di attività<sup>1</sup>****Exploration & Production**

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %	
<b>10.727</b>	<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>(959)</b>	<b>2.567</b>	<b>3.526</b>		
952	Esclusione special item:	5.141	(73)			
853	- svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	(684)			
	- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti	169	7			
(70)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(403)	(2)			
24	- oneri per incentivazione all'esodo	15	24			
(5)	- accantonamenti a fondo rischi		105			
(28)	- derivati su commodity	12	19			
6	- differenze e derivati su cambi	(59)	(3)			
172	- altro	195	461			
<b>11.679</b>	<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>4.182</b>	<b>2.494</b>	<b>(1.688)</b>	<b>(40,4)</b>	
(273)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(272)	(55)	217		
333	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	254	68	(186)		
(7.170)	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(3.173)	(1.999)	1.174		
61,1	Tax rate (%)	76,2	79,7	3,5		
<b>4.568</b>	<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>991</b>	<b>508</b>	<b>(483)</b>	<b>(48,7)</b>	
	I risultati includono:					
1.478	costi di ricerca esplorativa:	871	374	(497)	(57,1)	
368	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	254	204	(50)	(19,7)	
1.110	- radiazione di pozzi di insuccesso <sup>(a)</sup>	617	170	(447)	(72,4)	
	<b>Prezzi medi di realizzo</b>					
88,71	Petrolio <sup>(a)</sup>	(\$/barile)	46,30	39,18	(7,12)	(15,4)
242,80	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	160,78	115,51	(45,27)	(28,2)
65,49	Idrocarburi	(\$/boe)	36,47	29,14	(7,33)	(20,1)

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Include condensati.

Nel 2016, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €2.494 milioni con una riduzione di €1.688 milioni rispetto al 2015, pari al 40,4%, dovuta alla flessione dei prezzi di realizzo degli idrocarburi equity per l'andamento dello scenario petrolifero (-16,7% la riduzione riferita al Brent) e la flessione dei benchmark di riferimento delle produzioni gas in particolare in Europa e USA, nonché al fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri. Tali effetti sono stati parzialmente com-

pensati dalla crescita produttiva in altre aree, dai minori opex e dai minori DD&A dovuti alla riduzione degli investimenti e ai minori valori di libro delle proprietà Oil & Gas conseguenti alle svalutazioni eseguite nel bilancio 2015 (€5.212 milioni).

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €73 milioni relativa principalmente a: (i) riprese di valore di asset Oil & Gas svalutati in precedenti eser-

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



82352/688

cizi (€1.440 milioni) che riflettono essenzialmente la revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a \$70 rispetto ai precedenti \$65 adottata dal management ai fini delle proiezioni economico-finanziarie del piano '17-20; (ii) svalutazioni di asset a gas a seguito del deterioramento dello scenario prezzi in Europa e altre proprietà Oil & Gas a causa di revisioni contrattuali, revisioni di riserve e dell'accresciuto rischio paese (complessivi €756 milioni); (iii) altri oneri di €461 milioni relativi principalmente alla svalutazione di alcuni crediti in arbitrato nei confronti di national oil company per riflettere il prevedibile esito di negoziazioni in corso. Relativamente a taluni di questi crediti

in quanto riconosciuti a titolo di minori imposte dovute si è reso esuberante ed è stato quindi oggetto di reversal il fondo imposte differite a suo tempo stanziato per un importo di €380 milioni.

L'utile netto adjusted di €508 milioni registra una riduzione di €483 milioni, pari al 48,7%, dovuta principalmente alla contrazione del risultato operativo.

Nel 2016 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima della variazione del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 32%.

### Gas & Power

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Ver. %
<b>64</b>	<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>(1.258)</b>	<b>(391)</b>	<b>867</b>	<b>(68,9)</b>
(119)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	132	90		
223	Esclusione special item:	1.000	(89)		
25	- svalutazioni (riprese di valore) nette	152	81		
	- oneri ambientali		1		
(42)	- accantonamento a fondo rischi	226	17		
	- di cui fondo su crediti per fatture da emettere del retail	226	17		
9	- oneri per incentivazione all'esodo	6	4		
(38)	- derivati su commodity	90	(443)		
205	- differenze e derivati su cambi	(9)	(19)		
64	- altro	535	270		
	- di cui revisione stima crediti per fatture da emettere	484	161		
<b>168</b>	<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>(126)</b>	<b>(390)</b>	<b>(264)</b>	<b>..</b>
7	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	11	6	(5)	
49	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	(2)	(20)	(18)	
(138)	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(51)	74	125	
61,6	Tax rate (%)	..	..		
<b>86</b>	<b>Utile (perdita) netta adjusted</b>	<b>(168)</b>	<b>(330)</b>	<b>(162)</b>	<b>96,4</b>

(a) Escludono gli special item.

Nel 2016 il settore G&P ha conseguito la **perdita operativa adjusted** di €390 milioni con un peggioramento di €264 milioni rispetto al 2015. Il peggioramento è attribuibile principalmente ai minori margini dei mercati a premio GNL e alla circostanza che il 2015 beneficiava di effetti economici una tantum dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento relativi a forniture di esercizi precedenti. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dalle azioni di ottimizzazione dei costi di logistica e da maggiori performance nel trading. In calo i risultati del segmento retail per effetto climatico negativo.

La perdita operativa adjusted è ottenuta escludendo una perdita di magazzino di €90 milioni e proventi netti special di €89

milioni che comprendono la componente valutativa positiva dei derivati su commodity (€443 milioni), la revisione di stima dei crediti per fatture da emettere relativi a precedenti esercizi ante 2015 conseguenti il piano di ristrutturazione avviato nel 2015 (€161 milioni), la svalutazione di un asset di trasporto gas a causa dell'aumentato rischio Paese e di alcuni asset minori a seguito della debolezza dello scenario (€81 milioni). Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo negativo per €19 milioni delle differenze di cambio e derivati per esposizioni in valuta di natura commerciale.

L'esercizio chiude con una **perdita netta adjusted** di €330 milioni a seguito della riduzione della performance operativa.

82352/489

## Refining &amp; Marketing e Chimica

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>(2.811)</b>	<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>(1.567)</b>	<b>723</b>	<b>2.290</b>	<b>..</b>
1.746	Esclusione (utile) perdita di magazzino	877	(406)		
653	Esclusione special item:	1.385	266		
138	- oneri ambientali	137	104		
380	- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.150	104		
43	- plusvalenze nette su cessione di asset	(8)	(8)		
	- accantonamenti a fondo rischi	(5)	28		
(4)	- oneri per incentivazione all'esodo	8	12		
41	- derivati su commodity	68	(3)		
18	- differenze e derivati su cambi	5	3		
37	- altro	30	26		
<b>(412)</b>	<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>695</b>	<b>583</b>	<b>(112)</b>	<b>(16,1)</b>
(65)	- Refining & Marketing	387	278	(109)	(28,2)
(347)	- Chimica	308	305	(3)	(1,0)
(12)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(2)	1	3	
64	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	69	32	(37)	
41	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(250)	(197)	53	
...	Tax rate (%)	32,8	32,0	(0,8)	
<b>(319)</b>	<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>512</b>	<b>419</b>	<b>(93)</b>	<b>(18,2)</b>

(a) Escludono gli special item.

Nel 2016 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €583 milioni che rappresenta un peggioramento di €112 milioni rispetto al 2015.

Il business Refining & Marketing ha registrato un utile operativo adjusted di €278 milioni, con una riduzione di €109 milioni (-28,2%) rispetto al 2015 attribuibile essenzialmente ad uno scenario margini di raffinazione sfavorevole [-49,4% il riferimento SERM che passa da 8,3 \$/bl nel 2015 a 4,2 \$/bl nel 2016], nonché dalla indisponibilità di alcuni impianti per attività manutentive programmate. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore efficienza e dalle azioni di ottimizzazione poste in essere. Migliorato il margine di break-even della raffinazione a 4,2 \$/bl medio annuo, rispetto ad un obiettivo per il 2016 di 4,5 \$/bl. I risultati del marketing hanno registrato una flessione principalmente a causa di minori margini nel segmento wholesale (maggiore pressione competitiva) e per la cessione delle consociate nell'Europa dell'Est.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €305 milioni in linea rispetto al 2015. Tale risultato è stato conseguito in uno scenario difficile caratterizzato dal peggioramento generalizzato dei margini delle commodity, con la flessione del margine del cracker, del polietilene e degli stirenici, e dalla pressione compe-

titiva. Il risultato ha risentito anche della minore disponibilità di prodotto per fermate non programmate. Questi effetti sono stati compensati da azioni di efficienza poste in essere in precedenti esercizi e dalla riduzione degli ammortamenti conseguente alla svalutazione degli asset effettuata nel 2015 per allineare il valore di libro al prevedibile valore di realizzo secondo una negoziazione in corso per la realizzazione di una joint venture industriale.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €266 milioni riferita alle svalutazioni di investimenti di periodo su asset precedentemente svalutati (€104 milioni), all'accantonamento di oneri ambientali (€104 milioni), nonché alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (proventi di €3 milioni) privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting. Gli special item comprendono inoltre il write-off delle unità dell'impianto di conversione Est presso la raffineria di Sannazzaro, danneggiate dall'evento occorso nel dicembre 2016 e l'accantonamento al fondo smantellamento (complessivi €217 milioni) al netto dell'indennizzo assicurativo a carico di terzi (€122 milioni).

L'utile netto adjusted di €419 milioni diminuisce di €93 milioni per effetto del peggioramento della performance operativa.

82352/490

## Corporate e altre attività

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
<b>(518)</b>	<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>(497)</b>	<b>(681)</b>	<b>(184)</b>	<b>(37,0)</b>
75	Esclusione special item	128	229		
41	- oneri ambientali	88	88		
14	- svalutazioni (riprese di valore) nette	20	40		
3	- plusvalenze nette su cessione di asset	4			
12	- accantonamenti a fondo rischi	(10)	1		
(25)	- oneri per incentivazione all'esodo	1	?		
30	- altro	25	93		
<b>(443)</b>	<b>Utile (perdita) operativo adjusted</b>	<b>(369)</b>	<b>(452)</b>	<b>(83)</b>	<b>(22,5)</b>
(564)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(686)	(721)	(35)	
(156)	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	285	(6)	(291)	
311	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	107	188		
<b>(852)</b>	<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>(663)</b>	<b>(991)</b>	<b>(328)</b>	<b>(49,5)</b>

(a) Escludono gli special item.

Z

A handwritten signature in black ink is written over a circular stamp. The stamp contains some illegible text and a central emblem. The signature appears to be 'M. ...'.

ne

82352/491

## Non-GAAP measure

### Indicatori alternativi di performance

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special item) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento del business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria NON-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle NON-GAAP measures.

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

#### Utile operativo e utile netto adjusted

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

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

#### Utile/perdita di magazzino

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

#### Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

#### Utile operativo adjusted, utile netto adjusted e flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone

In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nei dati economico-finanziari 2015 utilizzati per il confronto, le misure di risultato adjusted, al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dello IFRS5, escludono, oltre ai descritti utile/perdita di magazzino e special item, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi, il contributo di Saipem alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento delle realtà in discontinuazione e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone, flusso di cassa netto da attività operativa standalone.

me

82352/092

**Profit per boe**

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

**Opex per boe**

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

**Finding & Development cost per boe**

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

**Leverage**

Il leverage è una misura della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

**ROACE**

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

**Free cash flow**

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendi-

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

**Indebitamento finanziario netto**

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

**Coverage**

Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

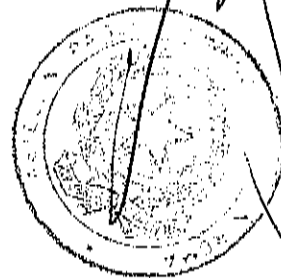
**Current ratio**

Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

**Debt coverage**

Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, deducendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

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



82352/493

2016								
(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATION	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157		2.157
Esclusione (utile) perdita di magazzino		90	(406)		141	(175)		(175)
<b>Esclusione special item:</b>								
- oneri ambientali		1	104	88		193		193
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(684)	81	104	40		(459)		(459)
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(8)			(10)		(10)
- accantonamenti a fondo rischi	105	17	28	1		151		151
- oneri per incentivazione all'esodo	24	4	12	7		47		47
- derivati su commodity	19	(443)	(3)			(427)		(427)
- differenze e derivati su cambi	(3)	(19)	3			(19)		(19)
- altro	461	270	26	93		850		850
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>	<b>(73)</b>	<b>(89)</b>	<b>266</b>	<b>229</b>		<b>333</b>		<b>333</b>
Utile (perdita) operativo adjusted	2.494	(390)	593	(452)	80	2.315		2.315
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(55)	6	1	(721)		(769)		(769)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	68	(20)	32	(6)		74		74
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(1.999)	74	(197)	188	(19)	(1.953)		(1.953)
Tax rate (%)	79,7	..	32,0			120,6		120,6
<b>Utile (perdita) netto adjusted</b>	<b>508</b>	<b>(330)</b>	<b>419</b>	<b>(991)</b>	<b>61</b>	<b>(333)</b>		<b>(333)</b>
<b>di competenza:</b>								
- interessenze di terzi						7		7
- azionisti Eni						(340)		(340)
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>						<b>(1.464)</b>	<b>413</b>	<b>(1.051)</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(120)		(120)
Esclusione special item						1.244	(413)	831
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>						<b>(340)</b>		<b>(340)</b>

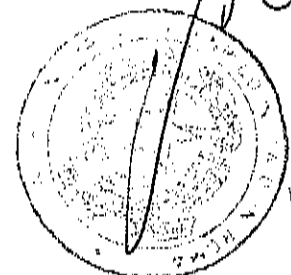
(a) Escludono gli special item.

Me

82 352 / 496

2015							Discontinued operations					Discontinued operations	
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	TOTALE	CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - subbase standardale
Utile (perdita) operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(497)	(694)	(23)	(4.998)	694	1.228	1.822	(3.076)		(4.304)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	877			127	1.136				1.136		1.136
<b>Esclusione special item:</b>													
- oneri ambientali			137	88			225				225		225
- svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	20	590		7.124	(590)		(590)	6.534		6.534
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	169						169				169		169
- plusvalenze nette su cessione di asset	(403)		(8)	4	1		(406)	(1)		(1)	(407)		(407)
- accantonamenti a fondo rischi		226	(5)	(10)			211				211		211
- oneri per incentivazione all'esodo	15	6	8	1	12		42	(12)		(12)	30		30
- derivati su commodity	12	90	68		(6)		164	6	(6)		164		170
- differenza e derivati su cambi	(59)	(9)	5				(63)				(63)		(63)
- altro	195	535	30	25			785				785		785
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>	<b>5.141</b>	<b>1.000</b>	<b>1.385</b>	<b>128</b>	<b>597</b>		<b>6.251</b>	<b>(597)</b>	<b>(6)</b>	<b>(603)</b>	<b>7.548</b>		<b>7.654</b>
Utile (perdita) operativo adjusted	4.182	(126)	696	(369)	(97)	104	4.389	97	1.222	1.319	5.708	(1.222)	4.486
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(272)	11	(2)	(686)	(5)		(954)	5	24	29	(925)	(24)	(949)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	254	(2)	69	285	17		623	(17)		(17)	606		606
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(3.173)	(51)	(250)	107	(212)	(47)	(3.626)	212	(53)	159	(3.467)	53	(3.414)
Tax rate (%)	76,2	...	32,8				89,4				64,3		82,4
Utile (perdita) netto adjusted	991	(168)	512	(663)	(297)	57	432	297	1.193	1.490	1.922	(1.193)	729
<b>di competenza:</b>													
- interessenze di terzi							(243)			848	605	(679)	(74)
- azionisti Eni							675			642	1.317	(514)	803
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>							<b>(6.778)</b>			<b>826</b>	<b>(7.952)</b>		<b>(7.952)</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino							782				782		782
Esclusione special item							8.671		(184)		8.487		8.487
Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations													(514)
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>							<b>675</b>			<b>642</b>	<b>1.317</b>		<b>803</b>

(a) Escludono gli special item.



No

82352/695

2014							Discontinued operations						
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni Infragruppo	TOTALE	CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - subbase standardale
(€ milioni)													
Utile (perdita) operativo	10.727	64	(2.811)	(518)	18	398	7.878	(18)	1.105	1.087	8.965		7.860
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(119)	1.746			(167)	1.460				1.460		1.460
<b>Esclusione special item:</b>													
- oneri ambientali			138	41			179				179		179
- svalutazioni (riprese di valore) nette	853	25	380	14	420		1.692	(420)		(420)	1.272		1.272
- plusvalenze nette su cessione di asset	(70)		43	3	2		(22)	(2)		(2)	(24)		(24)
- accantonamenti a fondo rischi	(5)	(42)		12	25		(10)	(25)		(25)	(35)		(35)
- oneri per incentivazione all'esodo	24	9	(4)	(25)	5		9	(5)		(5)	4		4
- derivati su commodity	(28)	(38)	41		9		(16)	(9)	9		(16)		(25)
- differenze e derivati su cambi	6	205	18				229				229		229
- altro	172	64	37	30			303				303		303
<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>	<b>952</b>	<b>223</b>	<b>653</b>	<b>75</b>	<b>461</b>		<b>2.364</b>	<b>(461)</b>	<b>9</b>	<b>(452)</b>	<b>1.912</b>		<b>1.903</b>
Utile (perdita) operativo adjusted	11.679	168	(412)	(449)	479	231	11.702	(479)	1.114	635	12.337	(1.114)	11.223
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(273)	7	(12)	(564)	(6)		(848)	6	40	46	(802)	(40)	(842)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	333	49	64	(156)	21		311	(21)		(21)	290		290
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(7.170)	(138)	41	311	(185)	(79)	(7.220)	185	(51)	134	(7.086)	51	(7.035)
Tax rate [%]	61,1	61,6	...	37,4			64,7				59,9		65,9
Utile (perdita) netto adjusted	4.569	86	(318)	(852)	309	152	3.945	(309)	1.103	794	4.739	(1.103)	3.636
<b>di competenza:</b>													
- interessenze di terzi							89			451	540	(627)	(87)
- azionisti Eni							3.856			343	4.199	(476)	3.723
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>							<b>1.303</b>			<b>417</b>	<b>1.720</b>		<b>1.720</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino							1.008				1.008		1.008
Esclusione special item							1.545		(74)		1.471		1.471
Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations													(476)
<b>Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>							<b>3.856</b>			<b>343</b>	<b>4.199</b>		<b>3.723</b>

(a) Escludono gli special item.

2014		(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
14.742	Flusso di cassa netto da attività operativa		11.649	7.673	(3.976)
273	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		(1.225)		1.226
14.469	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		12.875	7.673	(5.202)
(925)	Ripristino elisioni intercompany vs discontinued operations		(720)		
13.544	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE</b>		<b>12.155</b>	<b>7.673</b>	<b>(4.482)</b>

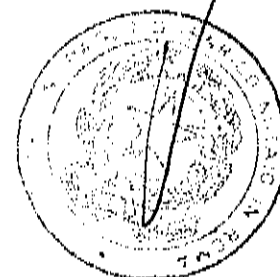
Ne



82352/496

## Dettaglio degli special item (include le discontinued operations)

2014	(€ milioni)	2015	2016
<b>2.364</b>	<b>Special item dell'utile (perdita) operativo</b>	<b>8.251</b>	<b>333</b>
179	- oneri ambientali	225	193
1.692	- svalutazioni (riprese di valore) nette	7.124	(459)
	- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	169	7
(22)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(406)	(10)
(10)	- accantonamenti a fondo rischi	211	151
9	- oneri per incentivazione all'esodo	42	47
(16)	- derivati su commodity	164	(427)
229	- differenze e derivati su cambi	(63)	(19)
303	- altro	785	850
<b>203</b>	<b>Oneri (proventi) finanziari</b>	<b>292</b>	<b>166</b>
	di cui:		
(229)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	63	19
<b>(188)</b>	<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>	<b>488</b>	<b>817</b>
	di cui:		
(159)	plusvalenze da cessione	(33)	(57)
(38)	svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni	506	896
<b>(300)</b>	<b>Imposte sul reddito</b>	<b>(7)</b>	<b>(72)</b>
	di cui:		
976	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	880	170
(824)	- altri proventi netti di imposta		
69	- adeguamenti fiscalità differite su PSA		
	- svalutazioni nette imposte differite estero upstream	860	6
(521)	- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro	(1.747)	(248)
<b>2.078</b>	<b>Totale special item dell'utile (perdita) netto</b>	<b>9.024</b>	<b>1.244</b>
	di competenza:		
533	- interessenze di terzi	353	
<b>1.545</b>	<b>- azionisti Eni</b>	<b>8.671</b>	<b>1.244</b>



h e

82352/697

## Stato patrimoniale riclassificato

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

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

Stato patrimoniale riclassificato<sup>(a)</sup>

(€ milioni)	31 dicembre 2015	31 dicembre 2016	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>			
Immobili, impianti e macchinari	68.005	70.793	2.788
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	909	1.184	275
Attività immateriali	3.034	3.269	235
Partecipazioni	3.513	4.316	803
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.273	1.932	(341)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.294)	(1.765)	(481)
	<b>76.450</b>	<b>79.729</b>	<b>3.279</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>			
Rimanenze	4.579	4.637	58
Crediti commerciali	12.616	11.186	(1.430)
Debiti commerciali	(9.605)	(11.038)	(1.433)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.137)	(3.073)	1.064
Fondi per rischi e oneri	(15.375)	(13.896)	1.479
Altre attività (passività) d'esercizio	1.827	1.171	(656)
	<b>(10.095)</b>	<b>(11.013)</b>	<b>(918)</b>
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.123)	(868)	255
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	9.048	14	(9.034)
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>74.280</b>	<b>67.862</b>	<b>(6.418)</b>
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.493	53.037	(2.456)
Interessenze di terzi	1.916	49	(1.867)
Patrimonio netto	<b>57.409</b>	<b>53.086</b>	<b>(4.323)</b>
Indebitamento finanziario netto	<b>16.871</b>	<b>14.776</b>	<b>(2.095)</b>
<b>COBERTURE</b>	<b>74.280</b>	<b>67.862</b>	<b>(6.418)</b>

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

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2015 (cambio EUR/USD 1,054 al 31 dicembre 2016, contro 1,089 al 31 dicembre 2015, -3,2%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2016, un aumento del capitale investito netto di €1.747 milioni, del patrimonio netto di €1.198 milioni e del debito di €549 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€79.729 milioni) è aumentato di €3.279 milioni rispetto al 31 dicembre 2015. La voce "immobili, impianti e macchinari" evidenzia un incremento di €2.788 milioni per effetto principalmente degli investimenti tecnici (€9.180 milioni), dell'effetto cambio positivo e delle riprese di valore nette di asset (€475 milioni). Tali incrementi sono stati compensati dagli ammortamenti (€2.559 milioni) e dalle radiazioni di attività esplorative per il venir meno dei requisiti di capitalizzazione e dell'impianto EST presso la raffineria di Sannazaro (€350 milioni). L'incremento della voce "Partecipazioni" di €803 milioni riguarda la rilevazione iniziale della partecipazione mantenuta in Saipem del 30,55% dopo la perdita del controllo e la sottoscrizione

pro-quota dell'aumento di capitale sociale della Società per un valore complessivo di €1.614 milioni, al netto delle perdite da valutazione dell'anno.

Il **capitale di esercizio netto** (-€11.013 milioni) si riduce di €918 milioni per effetto principalmente del decremento dei crediti commerciali dovuto alla migliore gestione del circolante e al maggiore volume di crediti ceduti in factoring con scadenza successiva alla data di chiusura rispetto all'esercizio precedente, nonché all'incremento dei debiti commerciali. Le altre attività (passività) d'esercizio diminuiscono principalmente per effetto della svalutazione dei crediti E&P nei confronti di NOC per posizioni di underlifting per riflettere il prevedibile esito di rinegoziazioni in corso. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dalla riduzione dei debiti tributari e fondo imposte netto per i minori accantonamenti per imposte correnti dell'esercizio in funzione della riduzione del reddito imponibile e dell'utilizzo di imposte differite stanziate nella E&P a seguito del prevedibile esito negativo di alcuni contenziosi in corso.

Me

82352/698

Le discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (€14 milioni) diminuiscono di €9.034

milioni per effetto del closing dell'operazione Saipem e della cessione delle attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa.

## Riconduzione dell'utile complessivo

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

## Patrimonio netto

(€ milioni)		
<b>Patrimonio netto compreso le Interessenze di terzi al 31 dicembre 2015</b>		<b>57.409</b>
Utile (perdita) complessivo	413	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)	
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)	
Altre variazioni	21	
<b>Totale variazioni</b>		<b>(4.323)</b>
<b>Patrimonio netto compreso le Interessenze di terzi al 31 dicembre 2016</b>		<b>53.086</b>
di competenza:		
- azionisti Eni		53.037
- interessenze di terzi		49

Il patrimonio netto compreso le Interessenze di terzi (€53.086 milioni) è diminuito di €4.323 milioni per effetto della perdita di conto economico di €1.457 milioni, del deconsolidamento delle interessenze di terzi di Saipem (€1.872 milioni), nonché della distribuzione di dividendi di €2.885 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2015 e acconto dividendo per l'esercizio 2016

di €2.881 milioni e dividendi ad altre entità minori). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge di €883 milioni nonché dalle differenze positive di cambio da conversione (€1.198 milioni) dovute alla traduzione in euro dei bilanci aventi essenzialmente il dollaro come moneta funzionale.

e ne

82352/499

## Indebitamento finanziario netto e Leverage

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità

e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2015	31 dicembre 2016	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	27.793	27.239	(554)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	8.396	6.675	(1.721)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.397	20.564	1.167
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.209)	(5.574)	(465)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.028)	(6.404)	(1.376)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(685)	(385)	300
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>16.871</b>	<b>14.776</b>	<b>(2.095)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>	<b>57.409</b>	<b>53.086</b>	<b>(4.323)</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,29</b>	<b>0,28</b>	<b>(0,01)</b>

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2016 è pari a €14.776 milioni con una riduzione di €2.095 milioni rispetto al 2015. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €27.239 milioni, di cui €6.675 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.279 milioni) e €20.564 milioni a lungo termine.

La variazione dell'indebitamento finanziario netto è stata influenzata positivamente dal venir meno del vincolo di destinazione a copertura delle riserve tecniche delle attività finanziarie (essenzialmente depositi presso istituti di credito e titoli di debito) possedute dalla società di assicurazione captive di Gruppo per effetto delle disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa che resta subordinato esclusivamente alla presenza di un livello

di patrimonializzazione adeguato in considerazione dei rischi assunti. Pertanto, le attività finanziarie disponibili per la vendita di Eni Insurance all'1/1/2016 sono state riclassificate come non strumentali all'attività operativa in considerazione della discontinuità normativa indicata e portate a deduzione dei debiti finanziari lordi (con un effetto di circa €570 milioni).

Il **leverage** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari allo 0,28 al 31 dicembre 2016, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2015 (0,29) per effetto principalmente della flessione dell'indebitamento finanziario netto, che è stata in grado di assorbire la riduzione di €4 miliardi del total equity causata dalla perdita d'esercizio, dal deconsolidamento delle minority Saipem e dalla distribuzione dei dividendi agli azionisti Eni.

Ne

82352/500

## Rendiconto finanziario riclassificato

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

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

### Rendiconto finanziario riclassificato<sup>(a)</sup>

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
<b>1.808</b>	<b>Utile (perdita) netto - continuing operations</b>	<b>(7.389)</b>	<b>(1.044)</b>	<b>6.355</b>
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
10.898	- ammortamenti e altri componenti non monetari	17.216	7.773	(9.443)
(224)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(577)	(48)	529
5.600	- dividendi, interessi e imposte	3.215	2.229	(986)
2.199	Variazione del capitale di esercizio	4.781	2.112	(2.669)
(6.812)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(4.361)	(3.349)	1.012
<b>14.469</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>12.875</b>	<b>7.673</b>	<b>(5.202)</b>
273	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.226)		1.226
<b>14.742</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>11.649</b>	<b>7.673</b>	<b>(3.976)</b>
<b>(11.178)</b>	<b>Investimenti tecnici - continuing operations</b>	<b>(10.741)</b>	<b>(9.180)</b>	<b>1.561</b>
(694)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(561)		561
<b>(11.872)</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>(11.302)</b>	<b>(9.180)</b>	<b>2.122</b>
(408)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(228)	(1.164)	(936)
3.684	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	2.258	1.054	(1.204)
435	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(1.351)	465	1.816
<b>6.581</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>1.026</b>	<b>(1.152)</b>	<b>(2.178)</b>
(414)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa <sup>(b)</sup>	(300)	5.271	5.571
(628)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.126	(766)	(2.892)
(4.434)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.477)	(2.885)	592
78	Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations	(780)	(3)	777
<b>1.183</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO</b>	<b>(1.405)</b>	<b>465</b>	<b>1.870</b>
<b>13.544</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE</b>	<b>12.155</b>	<b>7.673</b>	<b>(4.482)</b>

### Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
<b>6.581</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>1.026</b>	<b>(1.152)</b>	<b>(2.178)</b>
(19)	Debiti e crediti finanziari società acquisite			
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	83	5.848	5.765
(850)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(818)	284	1.102
(4.434)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.477)	(2.885)	592
<b>1.278</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(3.186)</b>	<b>2.095</b>	<b>5.281</b>

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

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

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
	<b>Investimenti:</b>			
(19)	- titoli	(140)	(1.317)	(1.177)
(519)	- crediti finanziari	(343)	(272)	71
<b>(538)</b>		<b>(483)</b>	<b>(1.589)</b>	<b>(1.106)</b>
	<b>Disinvestimenti:</b>			
32	- titoli	1		(1)
92	- crediti finanziari	182	6.860	6.678
124		183	6.860	6.677
<b>(414)</b>	<b>Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa</b>	<b>(300)</b>	<b>5.271</b>	<b>5.571</b>

82352/501

La variazione dell'indebitamento finanziario netto è stata determinata dal **flusso di cassa netto da attività operativa** di €7.673 milioni. Gli incassi da dismissioni sono stati €1.054 milioni e hanno riguardato principalmente la partecipazione del 12,503% in Saipem (€463 milioni), la partecipazione in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei bondholders (€332 milioni) nonché attività di distribuzione carburanti nell'Est Europa. Con il closing dell'operazione Saipem, Eni ha ottenuto il rimborso dei crediti finanziari intercompany di €5.818 milioni.

I principali flussi in uscita hanno riguardato gli investimenti tecnici (€9.180 milioni), dei quali circa €500 milioni saranno oggetto di rimborso con il perfezionamento della cessione del 40% di Zohr, il pagamento del saldo dividendo 2015 e dell'acconto dividendo 2016 agli azionisti Eni di €2.881 milioni, l'aumento di capitale sociale di Saipem (€1.069 milioni). Gli investimenti tecnici a cambi omogenei sono stati ridotti del 19%, inclusi gli investimenti nelle partecipate Eni valutate ad equity, in linea con i programmi. Sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto a fine esercizio hanno inciso inoltre le altre variazioni nette per attività di investimento (+€0,3

miliardi) e la riclassifica degli attivi finanziari della compagnia assicurativa di Gruppo (+€0,57 miliardi) a deduzione della posizione finanziaria netta per effetto del venir meno del vincolo di destinazione a copertura delle riserve tecniche, al netto della variazione negativa del fair value dei titoli held for trading (-€0,3 miliardi). Sul flusso di cassa dell'esercizio ha inciso il maggiore volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (circa €1 miliardo). I flussi descritti hanno determinato un decremento dell'indebitamento finanziario netto del bilancio consolidato Eni di €2.095 milioni rispetto al 2015.

Al netto dell'effetto Val d'Agri sul cash flow (€0,2 miliardi), della riclassifica di €0,3 miliardi di crediti da investimento a commerciali e includendo gli effetti proforma dell'operazione Zohr sul circolante (+€0,1 miliardi), il cash flow si ridetermina su base normalizzata in €8,3 miliardi consentendo di autofinanziare oltre il 90% degli investimenti 2016 ridotti da €9,2 miliardi a €8,7 miliardi se considerati al netto di quelli oggetto di rimborso per effetto della cessione del 40% di Zohr (€0,5 miliardi).

## Investimenti tecnici

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
10.156	Exploration & Production	9.980	8.254	(1.726)	(17,3)
	- acquisto di riserve proved e unproved		2		
1.030	- ricerca esplorativa	566	417		
9.021	- sviluppo	9.341	7.770		
105	- altro	73	65		
172	Gas & Power	154	120	(34)	(22,1)
819	Refining & Marketing e Chimica	628	664	36	5,7
537	- Refining & Marketing	408	421	13	3,2
282	- Chimica	220	243	23	10,5
113	Corporate e altre attività	64	55	(9)	(14,1)
(82)	Effetto eliminazione utili interni	(85)	87	172	..
11.178	Investimenti tecnici - continuing operations	10.741	9.180	(1.561)	(14,5)
694	Investimenti tecnici - discontinued operations	561		(561)	
11.872	Investimenti tecnici	11.302	9.180	(2.122)	(18,8)

Nel 2016 gli investimenti tecnici di €9.180 milioni (€10.741 milioni nel 2015) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€7.770 milioni) in particolare in Egitto, Angola, Kazakhstan, Indonesia, Iraq, Ghana e Norvegia. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato alcune modifiche non sostanziali all'impianto del centro oli di Viggiano in Val d'Agri, autorizzate dal competente dipartimento del Ministero dello Sviluppo Economico per la ripresa delle attività a seguito della notifica di dissequestro definitivo. Le attività di ricerca esplorativa (€417 milioni) hanno riguardato in particolare Egitto, Indonesia, Libia e Angola;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€298 milioni) finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€123 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€69 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€41 milioni).

Mte

82352/502

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

### Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	31 dicembre 2015		31 dicembre 2016		
	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobilii, impianti e macchinari			68.005		70.793
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			909		1.184
Attività immateriali			3.034		3.269
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			3.513		4.316
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11 e nota 21)		2.273		1.932
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.284)		(1.765)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 11)	33		171	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 23)	567		222	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 25)	(1.884)		(2.158)	
<b>Totale Capitale Immobilizzato</b>			<b>76.450</b>		<b>79.729</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			4.579		4.637
Crediti commerciali	(vedi nota 11)		12.616		11.186
Debiti commerciali	(vedi nota 25)		(9.605)		(11.038)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(4.137)		(3.073)
- passività per imposte sul reddito correnti		(431)		(426)	
- passività per altre imposte correnti		(1.454)		(1.293)	
- passività per imposte differite		(2.425)		(6.667)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 33)	(52)		(44)	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 25)	(14)		(8)	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 11)	2		1	
- attività per imposte sul reddito correnti		360		383	
- attività per altre imposte correnti		630		689	
- attività per imposte anticipate		3.853		3.790	
- altre attività per imposte	(vedi nota 23)	394		502	
Fondi per rischi e oneri			(15.375)		(13.896)
Altre attività (passività), composte da:			1.827		1.171
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 10)	282			
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11)	375		86	
- altri crediti	(vedi nota 11)	6.682		5.692	
- altre attività (correnti)		3.642		2.591	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 23)	797		624	
- accounti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 25)	(3.439)		(3.499)	
- altre passività (correnti)		(4.712)		(2.599)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 33)	(1.800)		(1.724)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>			<b>(10.095)</b>		<b>(11.013)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			<b>(1.123)</b>		<b>(868)</b>
<b>Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>			<b>9.048</b>		
composte da:					
- discontinued operations e attività destinate alla vendita		15.533		14	
- discontinued operations e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(6.485)			
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>74.280</b>		<b>67.862</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>			<b>57.409</b>		<b>53.086</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					<b>27.239</b>
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			27.793		
- passività finanziarie a lungo termine		19.397		20.564	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.676		3.279	
- passività finanziarie a breve termine		5.720		3.396	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(5.209)		(5.674)
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 10)		(5.028)		(6.404)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11)		(685)		(385)
<b>Totale indebitamento finanziario netto<sup>(a)</sup></b>			<b>16.871</b>		<b>14.776</b>
<b>COPERTURE</b>			<b>74.280</b>		<b>67.862</b>

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 29 al Bilancio consolidato.

Commento ai risultati economico-finanziari

82 352/503

## Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2015		2016	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale</b>				
<b>Utile (perdita) netto - continuing operations</b>		<b>(7.399)</b>		<b>(1.044)</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		12.216		7.773
- ammortamenti	8.940		7.559	
- svalutazioni (riprese di valore) nette	6.534		(475)	
- radiazioni	688		350	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	471		326	
- altre variazioni	586		(9)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(3)		22	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(577)		(48)
Dividendi, interessi e imposte		3.215		2.229
- dividendi	(402)		(143)	
- interessi attivi	(164)		(209)	
- interessi passivi	659		645	
- imposte sul reddito	3.122		1.936	
Variazione del capitale di esercizio		4.781		2.112
- rimanenze	1.638		(273)	
- crediti commerciali	4.944		1.286	
- debiti commerciali	(2.342)		1.495	
- fondi per rischi e oneri	43		(1.043)	
- altre attività e passività	498		647	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(4.361)		(3.349)
- dividendi incassati	545		212	
- interessi incassati	81		160	
- interessi pagati	(692)		(780)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(4.295)		(2.941)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>		<b>12.875</b>		<b>7.673</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>		<b>(1.226)</b>		
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>11.649</b>		<b>7.673</b>
Investimenti tecnici		(11.302)		(9.180)
- attività materiali	(11.177)		(9.067)	
- attività immateriali	(125)		(113)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(228)		(1.154)
- partecipazioni	(228)		(1.154)	
Dismissioni		2.258		165
- attività materiali	427		19	
- attività immateriali	32			
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute <sup>(4)</sup>	73		(362)	889
- partecipazioni	1.726		508	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(1.351)		465
- investimenti finanziari: titoli	(201)		(1.336)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(1.103)		(1.208)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(1.058)		(8)	
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	483		1.589	
- disinvestimenti finanziari: titoli	18		20	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	533		8.063	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	160		205	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(183)		(6.860)	
<b>Free cash flow</b>		<b>1.026</b>		<b>(1.152)</b>



82352/504

## segue Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2015		2016	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche della voci dello schema legale</b>				
<b>Free cash flow</b>		<b>1.026</b>		<b>(1.152)</b>
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(300)		5.271
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(483)		(1.589)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	183		6.860	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.126		(766)
- assunzione debiti finanziari non correnti	3.376		4.202	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(4.466)		(2.323)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	3.216		(2.645)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.477)		(2.885)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	1			
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.457)		(2.881)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(21)		(4)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti	122	122	2	2
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations <sup>(a)</sup>	(889)	(889)	889	
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(13)	(13)	(5)	(5)
<b>Flusso di cassa netto</b>	<b>(1.405)</b>	<b>(1.405)</b>	<b>465</b>	<b>465</b>

[a] Nel rendiconto finanziario statutory i disinvestimenti 2016 comprendono la cessione del controllo (12,503%) di Saipem SpA a COP Equity con un incasso di €463 milioni, esposto al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti del gruppo Saipem di €889 milioni (come richiesto dallo IAS7). Per effetto della rappresentazione di Saipem come discontinued operation nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2015, tali disponibilità liquide ed equivalenti sono state portate in riconciliazione nel rendiconto finanziario statutory 2015 e 2016, al fine di rappresentare le disponibilità liquide del gruppo escluse quelle riferibili alle discontinued operation. Nel rendiconto finanziario riclassificato 2016 le poste relative alle disponibilità liquide ed equivalenti di Saipem sono esposte su base netta.

Commento ai risultati  
economico-finanziari di Eni SpA

82 352/505

## Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Con riferimento ai risultati economici e finanziari dell'esercizio 2016 di Eni SpA rilevano i fattori di seguito indicati.

Dal 1° gennaio 2016 Eni ha modificato, su base volontaria, il criterio di valutazione dei costi relativi all'attività esplorativa adottando il cd. Successful Effort Method (di seguito SEM). In sintesi, per effetto dell'applicazione del SEM, i costi relativi all'attività esplorativa sono imputati all'attivo patrimoniale come "unproved" asset, in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione nelle aree di riferimento. Se al termine di tale valutazione si accerta che il risultato è negativo (nessun ritrovamento di idrocarburi) o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i relativi costi esplorativi "sospesi" all'attivo patrimoniale in attesa di valutazione, sono imputati a conto economico come radiazioni. Se, al contrario, è accertata la presenza di riserve certe di idrocarburi, i relativi costi esplorativi capitalizzati come "unproved" asset sono riclassificati come "proved" asset. Sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento i costi esplorativi afferenti ad attività geologiche e geofisiche.

In ottemperanza alle disposizioni dello IAS 8, l'effetto della modifica è stato rilevato retroattivamente come variazione del saldo di apertura delle voci interessate in contropartita al patrimonio netto al 1° gennaio 2015. La modifica ha comportato un incremento dei saldi iniziali del patrimonio netto di €679 milioni, principalmente riferibili alla joint operation Eni East Africa. Con riferimento all'esercizio 2015, l'adozione del SEM ha comportato una riduzione dell'utile operativo di €78 milioni e dell'utile netto di €29 milioni, dovuto principalmente a: (i) lo storno ammortamento investimenti di drilling dell'anno (che secondo i precedenti criteri di rilevazione e valutazione erano oggetto di capitalizzazione e ammortamento integrale nello stesso esercizio); (ii) la rilevazione delle radiazioni di iniziative esplorative valutate non più perseguibili.

Al 31 dicembre 2015, sulla base dello stato delle trattative al tempo in corso tra Eni e il fondo statunitense SK Capital, la partecipazione in Versalis era stata classificata come discontinued operation ex IFRS 5. Nel corso del primo semestre 2016 per effetto dell'interruzione delle trattative per la cessione di una quota che ne avrebbe determinato la perdita del controllo, è stata revocata la classificazione della partecipazione come discontinued operation con efficacia retroattiva dalla data di classificazione iniziale (31 dicembre 2015), come se la stessa non fosse mai stata adottata. La revoca della classificazione della partecipazione come discontinued operation e la rideterminazione del patrimonio netto della stessa ad uso consolidato per tener conto dell'applicazione del valore d'uso, in luogo del fair value, ha comportato

al 31 dicembre 2015 una ripresa di valore di €294 milioni con la conseguente eliminazione del fondo rettificativo di €250 milioni stanziato in vigore della classificazione come discontinued operation e la rilevazione di un net book value della partecipazione per €44 milioni.

Con riferimento a Saipem SpA nel gennaio 2016 è stata operata la cessione della partecipazione del 12,503% alla CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano SpA) con attivazione del regime di co-controllo in coerenza con il regime di governance definito con la CDP Equity SpA. In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, gli effetti economici della cessione (€355 milioni), sono stati rappresentati come "discontinued operations".

Nel 2016 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- incorporazione di Società Adriatica Idrocarburi SpA. L'operazione è stata approvata in data 26 maggio 2016. L'atto di fusione è stato stipulato in data 25 settembre 2016, con efficacia giuridica dal 1° ottobre 2016, ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2016<sup>1</sup>;
- incorporazione di ACAM Clienti SpA. L'operazione è stata approvata in data 28 luglio 2016. L'atto di fusione è stato stipulato in data 21 novembre 2016, con efficacia giuridica dal 1° dicembre 2016, ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2016<sup>1</sup>;
- acquisizione delle attività di "Portfolio Management Operativo gas", svolte in Belgio dalla branch belga di Eni Trading & Shipping SpA, e di un ramo di azienda costituito da forza lavoro, assets e contratti di locazione e servizi generali da Eni G&P NV al fine di concentrare nella branch belga di Eni SpA le attività midstream. Gli atti sono stati stipulati in data 22 dicembre 2015, con efficacia a partire dal 1° gennaio 2016;
- scissione parziale da EniPower SpA del ramo d'azienda costituito dalla centrale termoelettrica della raffineria di Livorno in favore di Eni SpA. L'operazione è stata approvata in data 18 novembre 2015; l'atto è stato stipulato in data 24 febbraio 2016, con efficacia anche ai fini contabili e fiscali dal 1° marzo 2016;
- conferimento a Eni Fuel SpA (ex Eni Rete oil&nonoil SpA) del ramo Enjoy costituito dall'insieme dei rapporti attivi e passivi inerenti l'attività di noleggio e la gestione di veicoli per il trasporto di cose e persone, comunemente indicata come car sharing. L'atto di conferimento è stato stipulato in data 15 settembre 2016 con efficacia dal 1° ottobre 2016;
- cessione del ramo d'azienda "Attività Ambientali", che include risorse specializzate nelle attività di bonifica ambientale a Syndial SpA. L'atto è stato stipulato in data 27 luglio 2016 con efficacia dal 1° agosto 2016.

(1) Con riferimento alle operazioni di fusione di Società Adriatica Idrocarburi SpA e di ACAM Clienti SpA, al fine di consentire un raffronto con l'esercizio precedente, in applicazione dell'OPPI 2 revised, nella relazione sulla gestione sono stati redatti gli schemi riclassificati di stato patrimoniale, di conto economico e rendiconto finanziario 2015 che assumono l'efficacia delle incorporazioni al 1° gennaio 2015; conseguentemente sono stati eliminati i rapporti tra Eni SpA e le società e tra le società stesse. Per effetto dell'operazione sopra descritta e in coerenza con le attività svolte dalla Società, nella segment information gli elementi patrimoniali ed economici rivenienti dalla fusione di Società Adriatica Idrocarburi SpA sono attribuiti alla Exploration & Production, quelli rivenienti dalla fusione di ACAM Clienti SpA alla Gas & Power.

*Me*

82352/508

## Conto economico

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
42.364	Ricavi della gestione caratteristica	33.713	27.718	(5.995)
360	Altri ricavi e proventi	342	547	205
(42.748)	Costi operativi	(34.469)	(28.426)	6.043
(79)	Altri proventi e oneri operativi	(622)	(50)	572
(1.122)	Ammortamenti	(909)	(815)	94
(160)	Svalutazioni e riprese di valore nette	(136)	(443)	(307)
	Radiazioni	(63)	(209)	(146)
<b>(1.385)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(2.144)</b>	<b>(1.678)</b>	<b>466</b>
(142)	Proventi (oneri) finanziari netti	(435)	(446)	(11)
5.555	Proventi netti su partecipazioni	5.182	6.058	876
<b>4.028</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>2.603</b>	<b>3.934</b>	<b>1.331</b>
482	Imposte sul reddito	(445)	232	677
<b>4.510</b>	<b>Utile netto del periodo - continuing operations</b>	<b>2.158</b>	<b>4.166</b>	<b>2.008</b>
	Utile netto del periodo - discontinued operations	49	355	306
<b>4.510</b>	<b>Utile netto</b>	<b>2.207</b>	<b>4.521</b>	<b>2.314</b>

## Utile netto

L'utile netto di €4.521 milioni aumenta di €2.314 milioni per effetto: (i) dei maggiori proventi netti su partecipazioni, in particolare per le minori svalutazioni effettuate nel 2016; (ii) del miglio-

ramento delle imposte sul reddito e del risultato operativo, in particolare della Refining & Marketing.

Analisi delle voci  
del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di segui-

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

## Ricavi della gestione caratteristica

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
3.481	Exploration & Production	2.753	1.874	(879)
22.641	Gas & Power	18.800	15.460	(3.340)
19.449	Refining & Marketing	14.480	11.813	(2.667)
981	Corporate	941	869	(72)
(4.188)	Elisloni	(3.261)	(2.298)	963
<b>42.364</b>		<b>33.713</b>	<b>27.718</b>	<b>(5.995)</b>

I ricavi di Exploration & Production (€1.874 milioni) diminuiscono di €879 milioni, pari al 31,9%, a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 20%, equivalente a 11 milioni di boe, connessa al fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri (riavviata il 12 agosto) e al declino dei campi maturi; (ii) della diminuzione del prezzo di vendita del gas naturale (28%); (iii) della diminuzione del prezzo di vendita in euro del greggio (20%).

I ricavi di Gas & Power (€15.460 milioni) diminuiscono di €3.340 milioni, pari al 17,8%, a seguito principalmente della riduzione dei prezzi unitari di vendita di gas e energia elettrica determinata dalla

crescente pressione competitiva nonché dalla scarsa dinamicità della domanda. A tali effetti si aggiunge la performance negativa del segmento retail derivante principalmente dalle temperature più miti rilevate nel 2016 rispetto a quelle del 2015.

I ricavi di Refining & Marketing (€11.813 milioni) diminuiscono di €2.667 milioni, pari al 18,4%, a seguito della riduzione dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi e di una lieve riduzione delle quantità vendute.

I ricavi della Corporate (€869 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2015.

Commento ai risultati  
economico-finanziari di Eni SpA

82352/507

### Utile operativo

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
968	Exploration & Production	472	(445)	(917)
(331)	Gas & Power	(1.643)	(1.166)	477
(1.898)	Refining & Marketing	(631)	403	1.034
(340)	Corporate	(331)	(384)	(53)
216	Eliminazione utili interni <sup>(a)</sup>	(11)	(86)	(75)
<b>(1.385)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(2.144)</b>	<b>(1.678)</b>	<b>466</b>
1.070	Esclusione (utile) perdita di magazzino <sup>(b)</sup>	622	(291)	(913)
<b>(315)</b>	<b>Utile operativo a valori correnti</b>	<b>(1.522)</b>	<b>(1.969)</b>	<b>(447)</b>

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

(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal confronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

L'utile (perdita) operativa a valori correnti per linea di business è di seguito rappresentata<sup>2</sup>:

#### Exploration & Production

La perdita operativa a valori correnti della Exploration & Production (€445 milioni) aumenta di €917 milioni a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 20%, equivalente a 11 milioni di boe, connessa prevalentemente alla sospensione transitoria delle attività nella concessione Val d'Agri; (ii) della diminuzione del prezzo di vendita del gas naturale (28%); (iii) della diminuzione del prezzo di vendita in euro del greggio (20%); (iv) delle maggiori svalutazioni principalmente di asset a gas a seguito del deterioramento dello scenario prezzi e della revisione del profilo delle riserve di idrocarburi e delle radiazioni di assets minerari operate in applicazione del criterio del

Successful Effort Method. Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dalla diminuzione degli ammortamenti dei pozzi e impianti effettuati con il metodo UOP, dovuta alla minore produzione di idrocarburi per effetto del declino dei campi maturi e della sospensione temporanea delle operazioni nella concessione Val D'Agri; (ii) dalla diminuzione delle royalties correlate alla flessione della produzione oltre che alla diminuzione dei prezzi degli idrocarburi; (iii) dalla diminuzione dei costi di esercizio degli impianti prevalentemente dovuta alla sospensione temporanea delle operazioni nella concessione Val D'Agri. Le attività nella concessione Val D'Agri sono state riavviate in data 12 agosto 2016.

#### Gas & Power

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
(331)	Utile (perdita) operativa	(1.643)	(1.166)	477
(123)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	132	68	(64)
<b>(454)</b>	<b>Utile (perdita) operativa a valori correnti</b>	<b>(1.511)</b>	<b>(1.098)</b>	<b>413</b>

La perdita operativa a valori correnti della Gas & Power (€1.098 milioni) migliora di €413 milioni a seguito principalmente: (i) delle azioni di ottimizzazione e della riduzione dei costi di logistica; (ii) della circostanza che il 2015 risentiva di maggiori oneri relativi alla revisione della stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas ed energia

elettrica. Tali effetti positivi sono parzialmente assorbiti: (i) dalla riduzione dei prezzi unitari di vendita del gas determinata dalla crescente pressione competitiva nonché dai minori margini dei mercati a premio GNL; (ii) dalla riduzione dei risultati del segmento retail per effetto del clima più mite registrato nel 2016 rispetto all'esercizio precedente.

#### Refining & Marketing

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
(1.898)	Utile (perdita) operativa	(631)	403	1.034
1.378	Esclusione (utile) perdita di magazzino	491	(460)	(951)
<b>(520)</b>	<b>Utile (perdita) operativa a valori correnti</b>	<b>(140)</b>	<b>(57)</b>	<b>83</b>

La perdita operativa a valori correnti della Refining & Marketing (€57 milioni) si riduce di €83 milioni per effetto dei minori oneri netti su strumenti finanziari derivati su commodity privi dei requisiti

formali per essere considerati di copertura ed attivati nel primo semestre 2015 a copertura del margine di raffinazione. Questo effetto positivo è stato parzialmente compensato: (i) dall'andamento sfavo-

(2) Al fine di rappresentare la vista standalone delle linee di business i valori relativi all'esclusione dell'utile (perdita) di magazzino sono al lordo degli utili interni.

Commento ai risultati  
economico-finanziari di Eni SpA

82352 / 508

revoles dei margini di raffinazione; (ii) dalla flessione dei risultati delle attività commerciali dovuta a minori margini a causa di una maggiore pressione competitiva. Inoltre a seguito dell'evento occorso a inizio dicembre 2016 all'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro, si

è provveduto a effettuare la radiazione delle unità di impianto danneggiate e l'accantonamento al fondo smantellamento per complessivi €217 milioni, compensati dall'indennizzo assicurativo stimato di pari importo.

## Imposte sul reddito

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
<b>Imposte correnti</b>				
15 IRES		31	44	13
(2) IRAP				
824 Addizionale Legge n. 7/09				
<b>837 Totale imposte correnti</b>		<b>31</b>	<b>44</b>	<b>13</b>
(45) Imposte differite		37	35	(2)
(350) Imposte anticipate		(531)	160	691
<b>(395) Totale imposte differite e anticipate</b>		<b>(494)</b>	<b>195</b>	<b>689</b>
<b>(15) Imposte estere</b>		<b>(10)</b>	<b>(10)</b>	
<b>427 Totale imposte sul reddito Eni SpA</b>		<b>(473)</b>	<b>229</b>	<b>702</b>
55 Imposte relative alla rilevazione delle Joint Operation		28	3	(25)
<b>482</b>		<b>(445)</b>	<b>232</b>	<b>677</b>

Le **imposte sul reddito** positive per €232 milioni migliorano di €677 milioni a seguito essenzialmente delle maggiori imposte anticipate nette per €689 milioni, per effetto: (i) della circostanza che nell'esercizio precedente venne rilevato un maggiore onere relativo alla rettifica di attività per imposte anticipate nette per effetto della prevista riduzione dell'aliquota IRES al 24% a decorrere dal 1° gennaio 2017 (€392 milioni); (ii) dello stanziamento di maggiori imposte anticipate nette,

in parte compensato dalle svalutazioni effettuate nel periodo.

La differenza del 33,4% tra il tax rate effettivo (-5,90%) e teorico (27,50%) è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con un effetto sul tax rate del 43,04%. Questi effetti sono parzialmente compensati essenzialmente dall'accantonamento al fondo svalutazione delle imposte anticipate IRES (con un effetto sul tax rate dell'8,82%).

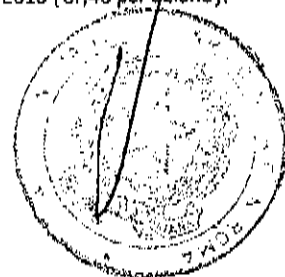
## Discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economici delle discontinued operations, al netto dell'effetto fiscale, di Eni SpA:

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
Plusvalenze nette da vendite - cessione Saipem		50	360	310
Imposte sul reddito		(1)	(5)	(4)
		<b>49</b>	<b>355</b>	<b>308</b>

Le discontinued operations comprendono il reversal del fair value positivo rilevato nel 2015 relativo alla cessione a termine della quota di partecipazione in Saipem a CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico

Italiano SpA), determinato sulla base della differenza tra il prezzo concordato della compravendita (€8,39 per azione) e il prezzo di borsa delle azioni Saipem al 31 dicembre 2015 (€7,49 per azione).



Commento ai risultati  
economico-finanziari di Eni SpA

## 82352/509 Stato patrimoniale riclassificato<sup>3</sup>

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

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

(€ milioni)	31 dicembre 2015	31 dicembre 2016
<b>Capitale immobilizzato</b>		
Immobili, impianti e macchinari	8.651	8.046
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	899	1.172
Attività immateriali	1.236	1.205
Partecipazioni	32.655	40.009
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	7.635	3.163
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(289)	220
	<b>50.787</b>	<b>53.815</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>		
Rimanenze	1.455	1.277
Crediti commerciali	8.168	6.813
Debiti commerciali	(5.236)	(5.333)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	422	817
Fondi per rischi e oneri	(4.138)	(4.054)
Altre attività (passività) d'esercizio	(2.188)	(959)
	<b>(1.527)</b>	<b>(1.439)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(367)</b>	<b>(391)</b>
<b>Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>	<b>235</b>	<b>4</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>49.128</b>	<b>51.989</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>39.504</b>	<b>41.935</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>8.624</b>	<b>10.054</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>49.128</b>	<b>51.989</b>

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2016 ammonta a €51.989 milioni con un incremento di €2.861 milioni rispetto al 31 dicembre 2015.

### Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (€53.815 milioni) aumenta di €3.028 milioni rispetto al 31 dicembre 2015 a seguito dell'incremento netto delle partecipazioni di €7.354 milioni per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate, parzialmente compensato dal decremento dei crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (€4.472 milioni).

Gli Immobili, impianti e macchinari di €8.046 milioni riguardano essenzialmente le attività materiali della Exploration & Production per €4.565 milioni e le attività materiali della Refining & Marketing per €3.336 milioni. Gli Immobili, impianti e macchinari si riducono di €605 milioni per effetto essenzialmente degli ammortamenti di periodo (€729 milioni), delle svalutazioni (€443 milioni), in particolare di asset a gas della Exploration & Production a seguito del deterioramento dello scenario prezzi in Europa e degli investimenti di periodo della Refining & Marketing relativi a CGU prive di prospettive di redditività e delle radiazioni dell'impianto EST presso la raffineria di Sannazaro (€193 milioni) e delle attività esplorative per il venir meno dei requisiti di capitalizzazione (€16 milioni). Tali effetti sono in parte compensati dagli investimenti tecnici di periodo (€788 milioni).

I crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €3.163 milioni riguardano crediti per finanziamenti concessi a so-

cietà controllate e joint venture per €3.141 milioni (di cui €1.735 milioni relativi alla quota a breve dei finanziamenti a lungo) e titoli strumentali all'attività operativa per €22 milioni. I finanziamenti concessi riguardano essenzialmente le seguenti società controllate: Eni Finance International SA (€2.674 milioni) e Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€114 milioni). I crediti finanziari strumentali all'attività operativa si riducono di €4.472 milioni essenzialmente a seguito del rimborso, avvenuto a febbraio 2016, dei finanziamenti concessi a Saipem SpA (€2.020 milioni) e della rinuncia al credito a medio lungo termine concesso a Versalis SpA (€671 milioni) nell'ambito dell'operazione di ricapitalizzazione della società. I crediti netti relativi all'attività di disinvestimento sono relativi principalmente ai crediti verso Eni Gas & Power NV per rimborsi di capitale (€381 milioni).

### Capitale di esercizio

Il **capitale di esercizio netto** (€1.439 milioni) è variato di €88 milioni a seguito essenzialmente delle minori passività nette di esercizio (€1.239 milioni), in particolare per effetto del saldo netto degli strumenti finanziari derivati su cambi, tassi e commodity (€1.191 milioni) e dell'aumento dei crediti tributari netti (€395 milioni). Tali effetti sono in parte compensati dalla riduzione del saldo crediti/debiti commerciali (€1.452 milioni) e dalla riduzione delle rimanenze (€178 milioni).

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

82352/510

**Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili**

Le discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili di €4 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione e alla cessione del Deposito di Ra-

venna e si riducono di €231 milioni per la cessione della partecipazione in Saipem SpA avvenuta a gennaio 2016 e per la riclassifica nella voce Partecipazioni del valore di carico post cessione (€183 milioni).

**Patrimonio netto**

(€ milioni)

<b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2015</b>		<b>38.570</b>
Applicazione SEM al netto dell'effetto fiscale Eni SpA	114	
Applicazione SEM al netto dell'effetto fiscale Eni East Africa SpA	584	
Effetto Versalis SpA	294	
Avanzo (Disavanzo) di fusione	(58)	
		<b>934</b>
<b>Patrimonio netto al 1° gennaio 2016</b>		<b>39.504</b>
<i>Incremento per:</i>		
Utile netto	4.521	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	773	
Altri incrementi	32	
		<b>5.326</b>
<i>Decremento per:</i>		
Distribuzione saldo dividendo 2015	(1.440)	
Accanto sul dividendo 2016	(1.441)	
Operazioni straordinarie under common control	(11)	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(3)	
		<b>(2.895)</b>
<b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2016</b>		<b>41.935</b>

**Indebitamento finanziario netto**

(€ milioni)

	31 dicembre 2015	31 dicembre 2016	Var. ass.
<b>Debiti finanziari e obbligazionari</b>	<b>24.083</b>	<b>26.727</b>	<b>2.644</b>
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	<i>6.124</i>	<i>7.173</i>	<i>1.049</i>
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	<i>17.959</i>	<i>19.554</i>	<i>1.595</i>
Disponibilità liquide ed equivalenti	(4.138)	(4.583)	(445)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(5.293)	(6.028)	(735)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(5.028)	(6.062)	(1.034)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>9.624</b>	<b>10.054</b>	<b>430</b>

L'aumento dell'indebitamento finanziario netto di €430 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni (€8.299 milioni) per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate; (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2015 di €0,4 per azione (€1.440 milioni); (iii) al pagamento dell'acconto sul di-

videndo dell'esercizio 2016 di €0,4 per azione (€1.441 milioni); (iv) agli investimenti relativi ad attività materiali ed immateriali (€846 milioni). Tali effetti sono stati in parte compensati: (i) dal flusso di cassa netto da attività operativa (€6.623 milioni); (ii) dalle dismissioni di asset materiali e di quote di partecipazioni (€2.214 milioni).

he

Commento ai risultati  
economico-finanziari di Eni SpA

82352/5U

## Rendiconto finanziario riclassificato<sup>4</sup>

(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
<b>Utile netto - continuing operations</b>	<b>2.158</b>	<b>4.166</b>	<b>2.008</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	6.570	2.016	(4.554)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(157)	29	186
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(9.488)	(6.291)	3.197
Variazione del capitale di esercizio	3.679	765	(2.914)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	10.571	5.938	(4.633)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>13.333</b>	<b>6.623</b>	<b>(6.710)</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>			
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>13.333</b>	<b>6.623</b>	<b>(6.710)</b>
Investimenti tecnici	(1.231)	(846)	385
Investimenti in partecipazioni	(7.711)	(8.299)	(588)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda	(3.406)	3.820	7.234
Dismissioni	1.623	2.214	591
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(46)	(507)	(469)
<b>Free cash flow</b>	<b>2.562</b>	<b>3.005</b>	<b>443</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	1.168	(2.362)	(3.530)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(425)	2.683	3.108
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.457)	(2.881)	576
Effetto delle Fusioni		6	6
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>(152)</b>	<b>451</b>	<b>603</b>
<b>Free cash flow</b>	<b>2.562</b>	<b>3.005</b>	<b>443</b>
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.457)	(2.881)	576
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni <sup>(a)</sup>	(200)	(605)	(405)
Variazioni dell'indebitamento per effetto delle Fusioni		51	
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(1.095)</b>	<b>(430)</b>	<b>665</b>

(a) La voce accoglie gli effetti della rinuncia ai crediti finanziari non strumentali all'attività operativa verso Versalis SpA nell'ambito dell'operazione complessiva di ricapitalizzazione della società.

### Investimenti tecnici

(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
Exploration & Production	872	489	(383)
Gas & Power	21	28	7
Refining & Marketing	316	308	(8)
Corporate	22	21	(1)
<b>Investimenti tecnici</b>	<b>1.231</b>	<b>846</b>	<b>(385)</b>

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



82352/512

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

[€ milioni]	31 dicembre 2015			31 dicembre 2016		
	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Riesposizione fusioni	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Voci dello stato patrimoniale riclassificato</b> (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)						
<b>Capitale Immobilizzato</b>						
Immobilii, impianti e macchinari		8.437	214	8.651		8.046
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo		899		899		1.172
Attività immateriali		1.204	32	1.236		1.205
Partecipazioni		32.915	(260)	32.655		40.009
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:				7.635		3.163
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 10)	666			1.735	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 20)	6.959			1.428	
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(4)	(289)		220
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 10 e nota 22)	33			387	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 25)	(318)			(167)	
<b>Totale Capitale Immobilizzato</b>				<b>50.787</b>		<b>53.815</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>						
Rimanenza		1.452	3	1.455		1.277
Crediti commerciali	(vedi nota 10)	8.131	37	8.168		6.813
Debiti commerciali	(vedi nota 25)	(5.227)	(9)	(5.236)		(5.333)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			52	422		812
- passività per imposte sul reddito correnti		(57)			(4)	
- passività per altre imposte correnti		(1.073)			(887)	
- attività per imposte sul reddito correnti		107			92	
- attività per altre imposte correnti		244			346	
- attività per imposte anticipate		1.261			1.185	
- altre attività non correnti	(vedi nota 22)	90			80	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 10)	19			101	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 25)	(198)			(73)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 32)	(23)			(23)	
Fondi per rischi ed oneri		(3.971)	(167)	(4.138)		(4.054)
Altre attività (passività) di esercizio:			(6)	(2.198)		(959)
- altri crediti	(vedi nota 10)	389			596	
- altre attività (correnti)		1.047			1.011	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 22)	694			618	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 25)	(626)			(636)	
- altre passività (correnti)		(1.838)			(1.205)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 32)	(1.858)			(1.343)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>				<b>(1.527)</b>		<b>(1.439)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>		<b>(366)</b>	<b>(1)</b>	<b>(367)</b>		<b>(391)</b>
<b>Discontinued operations e attività destinate alla vendita</b>	(vedi nota 34)			235		
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>				<b>49.128</b>		<b>51.989</b>
<b>Patrimonio netto</b>		<b>39.562</b>	<b>(58)</b>	<b>39.504</b>		<b>41.435</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>						
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:						
- passività finanziarie a lungo termine		12.959			19.554	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.514			3.014	
- passività finanziarie a breve termine		3.687			4.159	
a dedurre:						
Disponibilità liquide ed equivalenti		4.132			4.583	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 10)	5.325			6.028	
Altre attività finanziarie destinate al trading		5.028			6.062	
<b>Totale indebitamento finanziario netto</b>		<b>9.675</b>	<b>(51)</b>	<b>9.624</b>		<b>10.054</b>
<b>COPERTURE</b>				<b>49.128</b>		<b>51.989</b>

Commento ai risultati  
economico-finanziari di Eni SpA

82352/513

(€ milioni)	2015			2016	
	Valori da schema legale	Riesposizione fusioni	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenza/riclassifica della voci dello schema legale</b>					
<b>Utile netto - continuing</b>	<b>2.134</b>	<b>24</b>	<b>2.158</b>		<b>4.166</b>
<b>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</b>					
<b>Ammortamenti e altri componenti non monetari:</b>		<b>(22)</b>	<b>6.570</b>		<b>2.016</b>
- ammortamenti	894			815	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	132			443	
- Radiazioni	63			209	
- effetto valutazione partecipazioni	5.374			374	
- differenze cambio da allineamento	13			(64)	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	116			223	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti				16	
Plusvalenze nette su cessione di attività	(157)		(157)		29
<b>Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni</b>		<b>6</b>	<b>(9.488)</b>		<b>(6.291)</b>
- dividendi	(10.366)			(6.486)	
- interessi attivi	(241)			(161)	
- interessi passivi	675			588	
- imposte sul reddito	438			(232)	
<b>Variazione del capitale di esercizio</b>		<b>11</b>	<b>3.679</b>		<b>765</b>
- rimanenze	872			(66)	
- crediti commerciali	4.616			1.353	
- debiti commerciali	(3.133)			93	
- fondi per rischi ed oneri	(338)			(30)	
- altre attività e passività	1.651			(585)	
<b>Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:</b>		<b>(2)</b>	<b>10.571</b>		<b>5.938</b>
- dividendi incassati	11.041			6.458	
- interessi incassati	234			165	
- interessi pagati	(708)			(692)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	6			7	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>13.316</b>	<b>17</b>	<b>13.333</b>		<b>6.623</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>					
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>13.316</b>	<b>17</b>	<b>13.333</b>		<b>6.623</b>
<b>Investimenti tecnici:</b>		<b>(9)</b>	<b>(1.231)</b>		<b>(846)</b>
- immobilizzazioni materiali	(1.162)			(788)	
- immobilizzazioni immateriali	(60)			(50)	
<b>Investimenti in partecipazioni</b>	<b>(7.711)</b>		<b>(7.711)</b>		<b>(8.299)</b>
<b>Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:</b>			<b>(3.406)</b>		<b>3.820</b>
- crediti finanziari strumentali	(3.406)			3.820	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa					
<b>Variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale</b>	<b>(35)</b>	<b>(8)</b>	<b>(43)</b>		<b>(507)</b>
<b>Titoli strumentali all'attività operativa</b>	<b>(3)</b>		<b>(3)</b>		
<b>Dismissioni:</b>			<b>1.623</b>		<b>2.214</b>
- immobilizzazioni materiali	20			5	
- immobilizzazioni immateriali					
- partecipazioni	1.586			2.209	
- altre attività destinate alla vendita	17				
- cessione rami d'azienda					
<b>Free cash flow</b>	<b>2.562</b>		<b>2.562</b>		<b>3.005</b>
<b>Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:</b>			<b>1.168</b>		<b>(2.362)</b>
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.288			(1.105)	
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa	(120)			(1.257)	
<b>Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:</b>		<b>(3)</b>	<b>(425)</b>		<b>2.693</b>
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(501)			2.135	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	79			548	
<b>Flusso di cassa del capitale proprio:</b>			<b>(3.457)</b>		<b>(2.881)</b>
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.457)			(2.881)	
<b>Effetto delle Fusioni</b>					<b>6</b>
<b>Flusso di cassa netto di periodo</b>	<b>(149)</b>	<b>(3)</b>	<b>(152)</b>		<b>451</b>

Me

82352/514

## Fattori di rischio e incertezza

### Premessa

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi del Bilancio consolidato.

### Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, l'utile operativo e il cash flow a livello consolidato e determina la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. Dalla seconda metà del 2014 il settore petrolifero è entrato in una fase di downturn a causa dell'eccesso d'offerta e del rallentamento della crescita globale, toccando il punto di minimo nei primi mesi del 2016 con il prezzo del riferimento Brent sceso al di sotto dei \$30, valore che non si registrava da tredici anni. Dalla seconda metà del 2016, il prezzo della commodity ha iniziato un graduale recupero grazie a un migliore bilanciamento tra domanda e offerta globale e alle aspettative di un possibile taglio della produzione da parte dell'OPEC. L'accordo tra i paesi del cartello è stato effettivamente ratificato a fine novembre con l'adesione anche di paesi non-OPEC (in primis la Russia). Grazie a tali sviluppi il prezzo del Brent ha recuperato a fine anno la soglia dei 55 \$/barile e ha registrato nel quarto trimestre 2016 un aumento del 13% rispetto al quarto trimestre 2015. Tuttavia su base annua, per effetto del declino del primo semestre, il prezzo del Brent è stato in media 44 \$/barile con una flessione di circa il 17% rispetto al 2015.

Il management prevede il progressivo ribilanciamento del mercato petrolifero nell'arco del prossimo quadriennio sulla base dell'analisi dei fondamentali della domanda e dell'offerta aggiornati alla luce dei recenti trend del settore, considerando anche i tagli agli investimenti di esplorazione e sviluppo attuati dalle compagnie petrolifere internazionali nell'ultimo biennio in risposta alla contrazione dei cash flow. Su questa base il management ha rivisto in moderato rialzo l'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a 70 \$/barile rispetto ai precedenti \$65 ai fini delle proiezioni economico-finanziarie del piano '17-20. Tuttavia valutate le incertezze relative all'effettivo rispetto degli impegni di riduzione dell'output da parte dei Paesi del cartello e della Russia, il possibile recupero delle produzioni unconventional USA e i rischi macroeconomici, la direzione aziendale conferma un approccio prudentiale nelle decisioni

di spesa mantenendo una rigorosa "capital discipline". Per il quadriennio 2017-2020 Eni prevede un programma d'investimenti di €31,6 miliardi al netto dei rimborsi associati con le operazioni di dismissione nell'ambito della strategia del "Dual Exploration Model", con una riduzione dell'8% rispetto al piano precedente, focalizzata per l'84% nella E&P. Per l'anno di budget programiamo €7,6 miliardi in calo del 18% rispetto al 2016. Il contenimento della manovra riflette la selettività dei progetti d'investimento privilegiando quelli a maggiore redditività, la focalizzazione della spesa esplorativa sui temi near-field a rapidi ritorni economici, le iniziative di rifasatura e modulazione dei grandi sviluppi e la rinegoziazione dei contratti. Nonostante la riduzione degli investimenti, il tasso di crescita della produzione d'idrocarburi nell'orizzonte di piano è pari al 3% in media annua post portafoglio, in aumento rispetto al corrispondente dato del piano precedente (1,7%).

Per quanto riguarda il futuro dell'industry oltre il 2020, la Compagnia ha definito la strategia, i corsi d'azione e un primo pool di progetti per evolvere il modello di business verso uno scenario di crescita macroeconomica a ridotto contenuto carbonico in considerazione degli impegni assunti dagli Stati nel ridurre le emissioni di gas serra e nel promuovere la conservazione dell'energia, con l'obiettivo sfidante di contenere l'innalzamento della temperatura globale ben al di sotto dei 2 gradi centigradi rispetto all'era preindustriale. In tale ambito i progetti per la produzione di energia rinnovabile assumeranno un peso sempre più importante nel portafoglio di Gruppo facendo leva sulle sinergie industriali, commerciali e contrattuali ottenibili dalle attività core di Eni (v. Fattore di rischio specifico).

L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione non è esposta al rischio prezzo in considerazione della significativa presenza di contratti P55 nel portafoglio Eni che garantisce alla compagnia petrolifera il recupero dei costi sostenuti, esponendola al rischio volume (vedi di seguito). Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che rispetto al prezzo di budget per il 2017 di 55 \$/barile, per ogni variazione di +/- 1 \$/barile l'utile netto consolidato di Gruppo diminuisce/aumenta di circa €200 milioni e il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare equivalente.

In aggiunta all'impatto su ricavi, redditività e cash flow, nel caso di un prolungato declino dei prezzi del petrolio, la Compagnia potrebbe rivedere la recuperabilità futura dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative sva-

82352/515

lutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento in funzione dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Questo potrebbe comportare la cancellazione, il rinvio o la differente modulazione dei progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Considerata la complessità del processo valutativo e i lunghi tempi di realizzazione di tali progetti, Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta ai fini della valutazione e selezione degli investimenti, scenari di prezzo di lungo termine, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

La riduzione del prezzo del petrolio può limitare la capacità di Eni di accedere al mercato dei capitali e potrebbe determinare un downgrading del nostro merito creditizio da parte delle agenzie di rating Standard & Poor's e Moody's in risposta al deterioramento dei fondamentali dell'industria petrolifera. Un eventuale downgrading comporterebbe l'aumento del costo del capitale di debito e limiterebbe la nostra flessibilità finanziaria. A fine marzo 2016, entrambe le agenzie di rating hanno ridotto il rating del debito a lungo termine di Eni (rispettivamente a BBB+ e Baa1).

La flessione dei prezzi delle commodity comporta revisioni negative della stima delle quantità di riserve certe in relazione ai volumi non più economici ai prezzi correnti, nonché la riduzione del valore attuale netto al fattore di sconto del 10%. In linea con quanto previsto dalla US SEC regulation, i prezzi utilizzati per la valutazione delle riserve di idrocarburi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio. Le riserve certe al 31 dicembre 2016 e il loro valore attuale netto sono stati determinati sulla base del prezzo medio del marker Brent di 42,8 \$/barile che si confronta con il riferimento di \$54 per il 2015. Tale flessione ha determinato effetti sulle riserve equity nei PSA e sull'economicità delle code di produzione, portando a un saldo complessivo in negativo di 76 milioni di boe. In termini di valore, invece, tale flessione si è tradotta in una riduzione del valore attuale netto da circa €37,8 miliardi a €29,8 miliardi.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato nel 2016 maggiori entitlement di produzione rispetto al 2015, pari a circa 20 mila boe/giorno, o 1.900 barili/giorno per ogni dollaro/barile di aumento delle quotazioni del petrolio. Tuttavia tale ratio non può essere estrapolato in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente poiché può condurre a risultati sensibilmente diversi.

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di

ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione, lo sviluppo, l'estrazione e la produzione delle riserve di idrocarburi. Nel 2016 Eni ha realizzato €8,25 miliardi di investimenti tecnici nel settore E&P con una riduzione di circa il 17% rispetto al 2015 in risposta al deterioramento dello scenario. Nel budget 2017 Eni prevede investimenti nella E&P di €7,2 miliardi in riduzione di circa il 17% rispetto al 2016 (a cambi costanti). Nel corso dell'anno il management potrebbe ulteriormente riconsiderare il livello dei capex in funzione dell'evoluzione delle condizioni di mercato. Storicamente i nostri investimenti tecnici sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. In considerazione di uno scenario prezzi ancora "low", il management ha confermato la disciplina finanziaria nella selezione dei progetti di spending e nel 2017 prevede di autofinanziare con il cash flow operativo il 100% dei capex al prezzo di 50 \$/barile. Tuttavia il nostro cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai nostri pozzi di produzione; (iii) la nostra capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi politici; (v) l'efficiente gestione del circolante.

Nel caso in cui il nostro cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici committed, saremo costretti a ridimensionare le nostre riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito o, nel peggiore degli scenari, a ridurre ulteriormente i piani d'investimento con conseguenti ricadute negative sui risultati, il cash flow e le risorse finanziarie disponibili per la crescita futura. Nella programmazione dei flussi finanziari Eni ha considerato i fabbisogni per il pagamento dei dividendi agli azionisti. Alla data di bilancio

Eni dispone di una riserva di liquidità dimensionata in modo da rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito. Sulla base di tali fattori, una fase prolungata di prezzi depressi delle commodity, o un'ulteriore riduzione, potrebbero avere effetti negativi significativi sulle nostre prospettive di business, sui risultati operativi, il cash flow, la liquidità, la capacità di finanziare i nostri programmi di investimento e di far fronte ai nostri commitments e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo e di andamento in borsa del titolo Eni. Inoltre circa il 33% della manovra d'investimento per il quadriennio 2017-2020 è "uncommitted" garantendo a Eni flessibilità finanziaria nel caso di "shock esogeni".

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima.

82352 / 516

## Rischio Paese

Ai 31 dicembre 2016 circa l'85% delle riserve certe di idrocarburi e circa il 60% degli approvvigionamenti long-term di gas di Eni provenivano da Paesi non OCSE, principalmente da Africa, Russia, Asia Centrale e America Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati per ragioni storiche e culturali da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti di Stato che ritirano la produzione nei progetti di sviluppo nei quali sono partner di Eni, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche, e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas.

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

Nel recente passato la Libia è stato uno dei Paesi maggiormente esposti a questo tipo di rischio, in conseguenza del vasto movimento politico e sociale che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale noto come "Primavera Araba". In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate in una rivoluzione, causando il cambio di regime e un lungo conflitto civile interno. Negli anni successivi le attività Eni nel Paese hanno subito la chiusura dei campi ad olio nel sud e nell'est del Paese mentre le attività nell'ovest del Paese e quelle offshore non hanno subito alcuna disruption significativa. Nel 2016 l'attività produttiva in Libia è stata in linea con quanto pianificato e l'equity di Eni nel Paese è stata di 353 mila boe/giorno, il livello più elevato dal 2010. Nonostante alcuni fattori positivi, come la riapertura dell'ambasciata italiana a Tripoli, si ritiene che il quadro socio-politico della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio d'incertezza per il prossimo futuro. Attualmente la Libia rappresenta circa il 20% della produzione d'idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza rimarrà significativa negli anni del piano

quadriennale 2017-2020, nonostante un certo ridimensionamento rispetto al 2016-2019. Nell'ipotesi di sviluppi geopolitici di maggiore rilevanza quali la ripresa del conflitto interno, atti di guerra, sabotaggi, tensioni sociali, proteste di massa e altri disordini civili Eni potrebbe essere costretta per il venir meno delle condizioni di sicurezza a interrompere in parte o in tutto le attività produttive presso gli impianti localizzati nel Paese per periodi più o meno prolungati, il che potrebbe determinare gravi ricadute sui risultati economici, il cash flow e le prospettive del business.

Per quanto riguarda l'Egitto, Paese in cui Eni investirà significativamente nell'arco del prossimo piano quadriennale, in particolare nel giacimento di Zohr, la situazione politica e sociale sta evolvendo verso una certa stabilità con una riduzione degli atti terroristici, anche se alcuni sporadici significativi attacchi avvengono ancora nel Paese, soprattutto concentrati nel nord del Sinai, lontano dalle nostre operazioni nel Paese. Il governo ha recentemente introdotto una serie di provvedimenti economici, concordati con il FMI, allo scopo di stabilizzare le finanze dello Stato che sono state impattate dopo gli eventi della primavera araba, dalla riduzione del turismo e dalla svalutazione della moneta.

Le operazioni di Eni nel Paese non hanno registrato a oggi nessuna interruzione per fattori geopolitici.

Altro Paese dove si sono verificati nel passato recente episodi di "disruption" è la Nigeria, sotto forma di atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni dirette alle installazioni produttive della Società in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, impattando la continuità produttiva.

Per scontare possibili rischi di sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia ma anche in altri Paesi dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni più o meno prolungate delle attività di sviluppo e produzione degli idrocarburi in dipendenza della gravità di tali sviluppi come potrebbero essere conflitti interni, tensioni sociali, violenza, atti di guerra e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni) il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2017-2020 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili interruzioni delle attività produttive per periodi rilevanti.

Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo. Nello scenario corrente, il declino del prezzo del petrolio rappresenta una criticità per la situazione finanziaria di alcuni importanti Paesi, in particolare Venezuela e Nigeria, nei quali sono lo-

De

82352/514

calizzate le riserve di Eni, con l'aumento del rischio default e di conseguenza dell'instabilità politica, sociale ed economica. Eni è partner delle società petrolifere di tali Stati nell'esecuzione di progetti di sviluppo; inoltre in numerosi ambiti Eni fornisce quote importanti di produzione equity alle società petrolifere di Stato. A protezione di Eni, gli accordi di JV prevedono generalmente "clausole di default" a tutela dei partner non defaulting che prevedono che questi ultimi possano rivalersi sulle quote di produzione dei partner in default o subentrare nei diritti. Inoltre il Gruppo con riferimento a situazioni creditorie di particolare criticità ha definito d'accordo con le controparti di Stato dei pacchetti di "securitization" o piani di rientro delle esposizioni commerciali o per "chiamate fondi" che prevedono il rimborso in più tranches degli ammontari dovuti a Eni attraverso gli introiti della vendita di produzioni di proprietà delle controparti di Stato in iniziative operate da Eni o di altra provenienza. In alcuni casi i piani di rientro prevedono il rimborso a valere su produzioni da iniziative di sviluppo incrementali, pertanto soggette al rischio minerario. In tali circostanze Eni rileva a conto economico gli oneri da attualizzazione del flusso futuro di rimborsi dei crediti utilizzando come fattore di sconto il WACC del relativo Paese per riflettere tale maggiore rischiosità rispetto alla semplice attualizzazione finanziaria. Nel 2016 tali oneri sono stati di €120 milioni. Inoltre la svalutazione delle valute locali dovuta alla crisi finanziaria per lo scenario petrolifero è stato il driver di svalutazioni di crediti e di perdite da impairment review di alcune iniziative industriali valutate all'equity. È possibile che nei futuri reporting period il Gruppo possa incorrere in nuove perdite su tali esposizioni qualora il quadro finanziario di tali Paesi si deteriori ulteriormente.

Anche il Mozambico è in una situazione di stress finanziario, tuttavia l'esposizione Eni verso il Paese è a oggi non significativa, fatti salvi i rischi di carattere generale descritti nel presente paragrafo. Le tensioni geopolitiche tra Russia e Ucraina in merito alla sovranità sulla Crimea hanno portato all'adozione di importanti misure sanzionatorie nei confronti della Russia da parte degli USA e dell'UE. Tali sanzioni colpiscono principalmente i settori finanziario e della ricerca e produzione di idrocarburi offshore. Circa il 30% degli approvvigionamenti di gas long-term di Eni proviene dalla Russia, ma non risente delle sanzioni vigenti. Eni è partner della società petrolifera russa Rosneft in 2 progetti esplorativi nel Mare di Barents russo e 1 nel Mar Nero. Le misure restrittive prevedono delle esenzioni per i progetti in corso in quanto relativi a contratti esistenti prima dell'entrata in vigore delle sanzioni. Il regime delle sanzioni UE è stato prorogato fino a luglio 2017, ma potrebbe variare in base all'evoluzione della situazione politica in Ucraina.

## Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

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

L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. I livelli futuri di

produzione Eni dipendono intrinsecamente dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non conseguiva un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

L'attività upstream è esposta per sua natura ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti, nonché danni alla proprietà. Considerata l'instabilità degli idrocarburi e la complessità delle operazioni di giacimento, Eni è esposta al rischio di incidenti quali fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi di gravità tale da poter causare potenzialmente perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento e altre ricadute e conseguentemente oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni e flusso di dividendi). Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni deep offshore, per la ricerca e sfruttamento di idrocarburi liquidi per le quali è oggettivamente più difficoltoso intervenire in caso di incidenti, in modo speciale in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca e sviluppo d'idrocarburi. Nel 2016 Eni ha derivato circa il 53% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'oil industry considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti. Il processo di sviluppo è in genere un periodo piuttosto lungo, che comprende la definizione degli accordi commerciali con i partner industriali dell'iniziativa compresa la first party di Stato, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato a un determinato schema di sviluppo delle riserve, la fase di ingegneria di front end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche.

La redditività dei progetti è inoltre esposta alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quello sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID) e al rischio di aumento dei costi di sviluppo e produzione.

Le condizioni esterne rappresentano un fattore di rischio aggiuntivo, considerato che Eni è impegnata nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti sensibili, dove i fattori ambientali e climatici possono incidere sulla programmazione ed esecuzione delle attività realizzative. I giacimenti d'idrocarburi sono talora localizzati in ecosistemi e habitat naturali sensibili (Artico, Mar Caspio, Golfo del Messico, Mare del Nord, Mozambico e altri) nei quali la necessità di adottare i sistemi più avanzati di monitoraggio e di tutela ambientale comporta la dilatazione dei tempi di sviluppo e l'aumento dei costi.

82352/518

L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente evidenti benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi.

A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la fasatura dei progetti, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front end del progetto e un maggior grip sulla gestione di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di early production facilities e facilities refurbished).

Sulle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare per quanto possibile il rischio di blow-out. La Società mantiene un controllo rigoroso sulle analisi del rischio geologico, ingegneria e conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi critici, operati e non operati, di tipologia HP/HT o acque profonde, o pozzi PEE (potenziale esposizione economica) con focus sulle tecnologie e procedure avanzate di controllo e monitoraggio, inclusa la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) e il potenziamento dei programmi di formazione. Detto questo, Eni possiede un portafoglio di pozzi caratterizzato da un contenuto rischio operativo in virtù della loro localizzazione nell'onshore o in acque poco profonde e della bassa incidenza dei pozzi caratterizzati da condizioni di elevata pressione ed elevata temperatura, che implicano un aumento della complessità operativa, del rischio associato e dell'esposizione economica. In particolare Eni prevede un'incidenza del 16% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio. La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata gross del 40% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

## Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E

Le attività industriali Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura a rischi operativi con potenziali conseguenze dannose per le persone, per l'ambiente e per la proprietà. Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, collisioni navali, eventi atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas da pozzi, pipeline, depositi e condutture, rilascio di contaminanti, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalla geografia e dalle condizioni climatiche degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni, dalla presenza di ecosistemi sensibili e di

specie protette, dalla complessità tecnica delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide o gassose anche in funzione della delicatezza degli ecosistemi circostanti (ad esempio onshore vs offshore, habitat sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, raffinerie localizzate in prossimità di aree urbane). Per questi motivi le attività del settore petrolifero sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia da protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e degli scarti industriali, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una voce di costo significativa nell'esercizio corrente e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. L'accadimento di eventi del tipo di quelli descritti che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche, è in grado di comportare potenzialmente rilevanti impatti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (in termini di impatti sul corso dell'azione Eni e sul flusso dei dividendi). Le leggi ambientali prevedono che chi inquina debba bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque contaminate dai residui delle attività industriali o a seguito d'incidenti, sversamenti e perdite di varia natura. Eni è esposta in misura rilevante a tali rischi presso tutte le localizzazioni dove svolge le proprie attività industriali considerata la rischiosità intrinseca nel produrre, trattare e movimentare gli idrocarburi e i loro derivati.

Inoltre con particolare riguardo all'Italia, Eni è esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione a certi siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche che sono state progressivamente dismesse, chiuse, smantellate o riconvertite. Nei siti dismessi Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, enti locali o altri) attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare interventi di bonifica dei terreni e delle falde e di ripristino dell'ambiente in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione ambientale corrente. In alcuni casi Eni è parte di procedimenti penali (ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica, disastro ambientale). Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti,

hce

82352/519

non si può escludere che Eni non possa incorrere in tali passività ambientali. Il Bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato. È ancora possibile che in futuro possano essere rilevate passività addizionali in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio (v. il punto "Regolamentazione in materia ambientale" di cui alla nota n. 37 al Bilancio consolidato).

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la Società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.).

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che introduce nel Codice Penale una nuova sezione separata (Titolo IV bis) dedicata ai delitti contro l'ambiente. La nuova legge ha ampliato il campo per cui viene prevista una responsabilità diretta dell'ente per illeciti ambientali modificando anche l'art. 25 undecies del D.Lgs. 231/01 e ricomprendendo anche la violazione di parte di questi nuovi articoli. Nel corso del 2016 Eni ha adeguato il Modello 231 e ha predisposto gli specifici strumenti di controllo operativo per valutare i rischi e monitorare la corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili, in tema ambientale. Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze a operare.

A livello internazionale, il 2016 è segnato dall'entrata in vigore il 4 novembre dell'Accordo di Parigi che ha come obiettivo quello di limitare l'aumento della temperatura globale al di sotto di 2°C per evitare cambiamenti climatici pericolosi – per l'approfondimento si rimanda alla sezione "Rischi connessi al cambiamento climatico".

In tema di energia e ambiente, il 30 novembre la Commissione europea ha presentato il pacchetto legislativo "Energia Pulita per tutti gli Europei" (c.d. Winter Package) che completa le iniziative legislative previste dal progetto politico di un'Unione dell'Energia, presentato dalla stessa a marzo 2015. Il pacchetto dovrebbe dare impulso alla trasformazione del mercato europeo dell'energia verso l'energia pulita modernizzando l'economia europea. Un ruolo dominante assumono le azioni che dovranno facilitare il conse-

guimento da parte dell'UE dei due obiettivi ambientali a lungo termine in campo energetico: circa il 50% di produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2030 ed elettricità a zero emissioni entro il 2050. Il pacchetto Energia Pulita contiene otto proposte legislative in 4 ambiti (Mercato Elettrico, Fonti Rinnovabili, Efficienza Energetica, Governance). Il pacchetto presenta tra le proposte legislative: la proposta di revisione della Direttiva 2009/28/CE sulle Fonti Rinnovabili e la proposta di revisione della Direttiva 2012/27/CE sull'Efficienza Energetica, che indica un obiettivo vincolante di risparmio energetico del 30% al 2030, nonché quella sulle performance energetiche degli edifici. La proposta di direttiva sulle energie rinnovabili contenuta nel pacchetto prevede il limite del 3,8% per i biocarburanti di prima generazione nei trasporti e per i biofuel avanzati (prodotti da scarti e residui agricoli) un aumento progressivo fino a raggiungere il 6,8% nel 2030.

Per rispondere alla politica europea, Eni ha optato per la produzione autonoma della componente bio necessaria alla commercializzazione dei biofuel sostenibili, mediante la tecnologia innovativa Ecofining di proprietà e convertendo la raffineria tradizionale di Venezia in green refinery; un progetto analogo è in fase di implementazione per il sito di Gela. Eni è impegnata nella gestione sostenibile lungo l'intera catena di approvvigionamento delle forniture dei feedstock per i biofuel. Attraverso la consociata Eni Trading & Shipping, Eni interfaccia direttamente con i produttori di Olio di Palma, certificati ai sensi degli Schemi volontari riconosciuti dalla Commissione europea, specificando che i fornitori devono garantire la tracciabilità dei feedstock approvvigionati applicando l'approccio del bilancio di massa secondo una rendicontazione trasparente, accurata e dettagliata.

Secondo un'analisi condotta dal World Economic Forum nel 2016, il rischio idrico viene identificato tra i cinque fattori con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 10 anni. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Assicurare acqua pulita e servizi sanitari per tutti è uno dei nuovi 17 obiettivi del millennio definiti dall'ONU, pertanto una gestione sostenibile della risorsa idrica deve essere centrale nella gestione operativa ma anche nel posizionamento strategico. La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo.

Dal 1° gennaio 2017 entrano in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tal riguardo tutte le raffinerie Eni alla fine del 2016 hanno ottenuto la deroga dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito dei rispettivi procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle nuove BAT di settore per tutte le raffinerie italiane. Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto



82352/520

MATTM n.141 del 26/05/2016 per la determinazione delle garanzie finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

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

Dal 2 febbraio 2016 il Collegato ambientale e il prossimo decreto di recepimento nazionale previsto per la revisione della direttiva VIA (2014/52/UE) nel 2017, ha introdotto l'obbligo di Valutazione di Impatto Sanitario (VIS) per il proponente nell'ambito della VIA per le raffinerie, gli impianti di gassificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. Nel corso del 2016 sono state pubblicate le due linee guida: LG ISPRA del febbraio: "Linee guida per la valutazione integrata di impatto ambientale e sanitario" e LG Min. Salute di giugno: "Valutazione di Impatto sulla Salute (VIS): LG e strumenti per valutatori e proponenti".

L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Importante segnalare per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea finalizzate all'elaborazione delle guidelines per il questionario sull'Hydrocarbon Bref. Il nuovo Bref Hydrocarbon ha lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM). Ad integrazione l'Italia dovrà recepire entro due anni la Direttiva sui Medi Impianti di Combustione (pubblicata ad ottobre 2015) che regola le emissioni in atmosfera originate da impianti di capacità compresa tra 1-50MW. Nel 2016 è stata inoltre pubblicata la decisione UE 2016/903 BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica.

Negli ultimi anni i principali siti Eni sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme. Tali sistemi facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

Nel 2016 l'UE ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova direttiva NEC (stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e dovrà essere recepita dagli Stati Membri entro il 1° luglio 2018, fatto

salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti.

La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo sia penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Il 14 luglio 2015 con il Decreto Legislativo n. 105 è stata data attuazione alla direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei Gestori dei siti a rischio di incidente rilevante; i Gestori degli impianti Eni Impattati hanno già predisposto quanto necessario per garantire la compliance al Decreto.

Il 16 settembre 2015 è stato inoltre pubblicato il Decreto Legislativo n.145 (attuazione della direttiva 2013/30/UE e modifica della direttiva 2004/35/CE) relativo alla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi. Tale norma dispone i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi e limitarne le conseguenze. Eni ha predisposto le relative azioni di adeguamento.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato. La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'impatto di tale adeguamento, migliorando la pianificazione ed i processi di controllo, costituirà un valido strumento di miglioramento. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: - technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; - certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un ente certificatore); - verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; - audit finalizzati alla verifica della

N 6

82352/521

sicurezza di processo (downstream) o dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo (upstream); - audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti). Nel settore della sicurezza di processo e sull'asset integrity, oltre che attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica dedicati, Eni ha sviluppato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali in corso di implementazione presso le Aree Operative. La nuova norma ISO 14001:2015 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta le unità di business e le Società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni.

È il caso di quanto occorso presso l'impianto EST della raffineria di Sannazzaro il 1 dicembre 2016 quando, a seguito di una fuoriuscita di prodotto, si è generato un incendio le cui dimensioni hanno richiesto una stretta collaborazione con tutte le Istituzioni del territorio, in primis Prefettura e Vigili del Fuoco, assicurando una gestione dell'evento coordinata ed efficiente. In tale occasione l'intervento tempestivo ed efficace dei sistemi automatici, del personale specializzato e di tutte le misure di sicurezza e prevenzione previste hanno consentito l'allontanamento immediato di tutti i lavoratori presenti nell'impianto, garantendo la salvaguardia e l'incolumità delle persone. Contemporaneamente è stata attivata la procedura di emergenza che prevede la completa fermata dell'impianto a rischio e il suo isolamento dagli asset contigui. Nel caso dell'incidente occorso all'EST, le altre unità della raffineria hanno potuto rimanere regolarmente in marcia assicurando e garantendo la continuità di produzione e la sicurezza degli approvvigionamenti petroliferi. Gli enti di controllo subito intervenuti hanno effettuato un continuo monitoraggio della qualità dell'aria, che è proseguito anche nei giorni successivi senza riscontrare variazioni significative dei parametri posti sotto controllo. Eni ha inoltre attivato immediatamente un team di investigazione, come previsto dalle procedure interne, per l'individuazione delle cause dell'evento.

Relativamente alla gestione delle emergenze, è inoltre emblematica l'azione di Eni in Nigeria, dove, a fronte del permanere di fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti, oltre ad aumentare la sorveglianza diretta sono in corso progetti di ricerca quali l'"Anti-intrusion innovative technologies deployment" volti a sviluppare nuove tecnologie per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft". Altrettanto tristemente emblematico è l'aumento, in Italia, di effrazioni sulla rete downstream, a partire dall'autunno 2014. In tal senso sono stati sperimentati positivamente, sistemi di monitoraggio in remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, favorire la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento e di riparazione (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni").

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare; la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,2 miliardi per l'offshore. A quest'ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e nel caso di noleggio di time charter e di \$1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

L'incidente occorso nel dicembre 2016 all'impianto di conversione EST presso la raffineria di Sannazzaro rientra tra gli eventi di danneggiamento fisico della proprietà coperti da specifiche polizze assicurative, compresi gli oneri di rimozione delle parti danneggiate e di ripulitura del sito. In forza di tali garanzie Eni ha riconosciuto nel bilancio 2016 un provento verso assicuratori terzi pari a €122 milioni a parziale copertura del write off delle unità danneggiate e dei costi stimati per rimozione e ripulitura. La parte non coperta dall'indennizzo assicurativo (€95 milioni) corrisponde al rischio ritenuto da Eni.

A seguito dell'incidente di Macondo verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti prevedono un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori; l'industria ha istituito il Centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa. Eni partecipa attivamente ai Joint Industry Project promossi da OGP e IPIECA in collaborazione con altre oil companies. Eni sta inoltre sviluppando tecnologie proprietarie volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare; ad esempio il progetto di ricerca CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events) provvederà a validare e industrializzare un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina così come il progetto Blow Stop sviluppa una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

Me

82352/522

## Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa dell'eccesso di offerta, alimentato dalla crescente disponibilità di GNL su scala globale e della debole dinamica della domanda penalizzata dalla competizione da altre fonti energetiche in particolare lo sviluppo delle rinnovabili e l'economicità del carbone, mentre le politiche europee in materia di energia, compreso il ruolo del nucleare, e ambiente non offrono ancora un quadro ben definito.

Tra il 2017 e il 2020 si prevede una sostanziale stabilità della domanda gas in Italia e in Europa. L'aumento dei consumi nel settore termoelettrico, calmierato dalla crescita delle rinnovabili, sarà compensato da una riduzione dei consumi nei settori finali, a causa degli interventi di efficienza energetica prevalentemente concentrata nel segmento civile.

L'offerta è prevista abbondante per effetto dell'entrata in esercizio di numerosi impianti GNL nell'area del Pacifico/Australia e negli Stati Uniti dove le enormi disponibilità di shale gas saranno valorizzate prevalentemente attraverso la riconversione di terminali di rigassificazione inattivi in impianti per l'export di GNL. Considerato il difficile scenario competitivo del settore gas, il management ha periodicamente rinegoziato il prezzo e le condizioni di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term che prevedono clausole di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay). Per effetto del round di rinegoziazioni finalizzate tra il 2013 e 2016, il portafoglio di approvvigionamento Eni è attualmente indicizzato per circa il 70% alle quotazioni hub in luogo delle precedenti formule oil-linked, riducendo il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione tra prezzi di vendita hub-related e i costi d'acquisto.

Il management prevede che nel prossimo quadriennio il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e il permanere di offerta abbondante determinerà una notevole pressione competitiva. In particolare i risultati del business wholesale sono esposti alla volatilità del differenziale tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV) principale riferimento dei prezzi di vendita Eni. In tale scenario il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ridurre i vincoli di prelievo.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato.

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

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo ad impegni contrattuali ship-or-pay di lungo termine sulle capacità di trasporto necessarie per l'esecuzione di tali contratti di approvvigionamento. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Nel medio termine questo rischio sarà mitigato dalla riduzione degli impegni contrattuali d'acquisto dovuto alla scadenza di alcuni contratti. In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

Grazie agli esiti delle rinegoziazioni e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €0,3 miliardi alla data del bilancio 2016. Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui saranno quasi completamente ritirati entro l'orizzonte di piano nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

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

L'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetto "servizio di tutela").

Le decisioni dell'AEEGSI in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 Smc/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima - quotazioni forward rilevate presso il hub olandese TTF - in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo parimenti con la delibera 447/2013/R/GAS, fra

Fattori di rischio e incertezza

82352/523

gli strumenti compensativi per gli operatori titolari di contratti di lungo termine, un meccanismo facoltativo "per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine" (APR - ammontare pro rinegoziazione), che ha esplicato i suoi effetti sui tre anni termici 2014/2016.

L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è confermata fino a tutto il 2017, mentre un fattore di rischio è relativo al possibile incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power dal 1° luglio 2018, prefigurato dal DDL Concorrenza in discussione in Parlamento. Per il mercato elettrico è stato introdotto un sistema di accompagnamento dei Clienti tutelati al mercato libero attraverso un sistema di agevolazione dell'incontro domanda-offerta governato dall'Autorità (c.d. Tutela Simile), con offerte degli operatori a sconto rispetto alle tariffe regolate a cui Eni partecipa. Per il mercato del gas non si possono escludere analoghi impatti competitivi del processo di superamento del regime di regolazione dei prezzi.

## Rischi connessi al cambiamento climatico

Le emissioni di gas serra derivanti dall'utilizzo di combustibili fossili sono considerate una delle principali cause che contribuiscono al cambiamento climatico. Secondo l'organo scientifico più accreditato per gli studi sul clima - l'IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change - il cambiamento climatico richiede interventi significativi e urgenti di mitigazione e di adattamento al fine di evitare impatti fisici, sociali, politici ed economici di enorme portata. Le stime IPCC riportano necessaria la riduzione delle emissioni del 40-70% entro il 2050 e un loro azzeramento entro il 2100 per limitare l'incremento della temperatura entro i 2° C, considerata la soglia limite per evitare impatti catastrofici e l'irreversibilità del fenomeno.

In questo contesto lo scorso 12 dicembre 2015, 195 Paesi hanno approvato l'Accordo di Parigi durante la COP21 [21° Conferenza delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico] che ha stabilito l'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura globale ben al di sotto dei 2° C rispetto ai valori dell'era preindustriale. Il 4 novembre 2016 l'Accordo di Parigi è entrato in vigore a meno di un anno dalla sua adozione; la ratifica del trattato da parte di almeno 55 Paesi, in rappresentanza del 55% delle emissioni globali di gas serra necessaria per l'entrata in vigore dell'accordo è avvenuta molto più rapidamente delle attese. Inoltre, durante la COP22 di Marrakech (7-18 novembre 2016) è stata confermata dai Paesi la volontà di affrontare il cambiamento climatico, dimostrando una consapevolezza generale sull'urgenza della situazione.

Al momento gli impegni di carattere volontario presentati dai Paesi non sono sufficienti a garantire una riduzione delle emissioni GHG in linea con il target dei 2°C, pertanto sarà necessario aumentare l'ambizione durante il processo di revisione che avverrà entro il 2020. Oggi circa 2/3 delle emissioni antropogeniche di GHG

provengono dal settore energetico, che quindi è il soggetto principale a cui è richiesto adottare azioni di mitigazione. Tuttavia la domanda di energia è in crescita anche in ragione della necessità di assicurare accesso all'energia a circa 1,2 miliardi di persone, oltre che in ragione della crescita demografica mondiale attesa per i prossimi anni (si stima un incremento da 7 a 9 miliardi di persone al 2030).

In questo contesto, tutte le fonti energetiche, compresi gli idrocarburi, saranno necessarie nel medio e lungo termine per il soddisfacimento della richiesta energetica. Pertanto è necessaria l'adozione su larga scala di ogni tipo di intervento finalizzato a diminuire le emissioni di GHG, includendo le tecniche per la cattura, l'utilizzo e lo stoccaggio di anidride carbonica (Carbon Capture, Usage and Storage - CCUS), la produzione di energie rinnovabili, il miglioramento dell'efficienza energetica e la sostenuta riduzione dei consumi.

Eni intende essere un attore primario e responsabile nella lotta al Climate Change e la propria strategia sul clima è strettamente integrata con la strategia di business. In particolare la riduzione delle emissioni in atmosfera è diventato un elemento fondamentale delle strategie aziendali, con conseguenze nella conduzione delle nostre operazioni e nella gestione dei rischi, per garantire sia la sostenibilità di lungo termine del business, sia la compliance con regolamentazioni ambientali sempre più stringenti.

Il processo di gestione dei rischi e delle opportunità connesse al climate change è svolto con cadenza semestrale considerando driver normativi, tecnologici, di scenario, reputazionali e fisici.

In generale, il rischio climate change identifica la possibilità che si verifichino modifiche di aspetti connessi al cambiamento climatico che possano generare impatti fisici e non fisici (nel breve, medio e lungo periodo) sul business di Eni con conseguenze dal punto di vista economico-finanziario in termini di limitazioni o impedimenti all'operatività in specifiche aree geografiche, aumento dei costi operativi, dei CAPEX e dei costi di assicurazione, maggiori oneri di compliance, riduzione della domanda di gas e prodotti petroliferi.

Secondo alcuni scenari di de-carbonizzazione, la domanda globale di idrocarburi e la produzione potrebbero declinare nel lungo termine come conseguenza dell'adozione di politiche ambientali per il contenimento delle emissioni a livello internazionale (compreso nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream). Alcuni governi<sup>1</sup> hanno introdotto nell'economia il meccanismo del carbon pricing, quale misura per il contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> e la promozione della transizione energetica; attualmente circa il 50% delle Emissioni dirette GHG di Eni sono già incluse all'interno di schemi di Carbon Pricing attraverso la partecipazione all'Emission Trading Scheme Europeo.

Eni prevede che l'Accordo di Parigi possa dare ulteriore impulso alla diffusione di tali meccanismi a livello globale, favorendo la transizione verso le tecnologie e le fonti low carbon (energie rinnovabili e, in funzione del minore contenuto carbonico, anche il gas naturale) e riducendo le distorsioni competitive tra Paesi che hanno o meno in vigore tali schemi.

(1) Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale coprono il 13% delle emissioni mondiali di GHG. Con l'ingresso della Cina dal 2017 la % sale al 23.

82352/524

Poiché il business Eni dipende dal livello globale della domanda di idrocarburi, nello scenario in cui le leggi esistenti o quelle future in materia di riduzione delle emissioni e/o di incentivazione all'uso delle fonti rinnovabili determinino la contrazione della domanda petrolifera, si avrebbero conseguenze negative rilevanti sui risultati, la liquidità, le prospettive future e la reputazione di Eni, compreso l'andamento del titolo. Inoltre è prevedibile un aumento dei costi di compliance. Ad esempio, i governi potrebbero richiedere alle compagnie di applicare misure tecniche per monitorare e ridurre le emissioni di gas serra. Questo comporterebbe maggiori investimenti e maggiori costi dei progetti upstream. All'inverso, il business delle rinnovabili potrà beneficiare di tali schemi. Infine per quanto riguarda i rischi fisici, l'innalzamento della temperatura globale è la principale causa dell'aumento dell'intensità e della frequenza di fenomeni metereologici estremi quali uragani, alluvioni e siccità. Tali fenomeni potrebbero avere un impatto negativo sul business e sugli asset Eni.

Il business upstream è l'elemento principale di creazione di valore delle compagnie petrolifere; tuttavia ne rappresenta la fonte più significativa di emissioni GHG, che possono insorgere a causa di:

- Attività di perforazione
- Gas flaring o venting
- Fugitive e perdite di metano
- Perdite nella liquefazione
- Modifiche dell'ecosistema derivanti dalle operazioni di produzione (ad esempio disboscamenti)
- Complessità della produzione
- Complessità dei processi

Eni sta attuando una strategia integrata di riduzione delle emissioni dell'upstream e di transizione verso uno scenario "low carbon" basata sulle seguenti azioni:

- Raggiungere entro il 2025 una riduzione complessiva di emissioni per barile del 43% vs 2014 mediante investimenti in progetti di flaring down, campagne di contenimento delle fugitive di metano e programmi di miglioramento dell'efficienza energetica. In particolare Eni conferma l'obiettivo di zero routine flaring al 2025 insieme con la riduzione delle emissioni di metano derivanti dall'Upstream dell'80% entro lo stesso anno. Tra il 2010 e il 2015 Eni ha ridotto le emissioni dirette di CO<sub>2</sub> del 28% corrispondenti a 16,8 milioni di tonnellate. In termini assoluti Eni prevede una riduzione delle emissioni dirette al 2025 di circa 10 Mton di CO<sub>2</sub> considerando la crescita produttiva di idrocarburi nel periodo.
- Sviluppare il business delle rinnovabili. I progetti d'investimento per evitare emissioni attraverso l'utilizzo di tecnologie clean saranno valutati, implementati e gestiti dalla nuova Direzione Energy Solutions (DES). Creata nell'ottobre 2015 DES è dedicata allo studio di efficaci soluzioni tecnologiche per la produzione di energia da fonti rinnovabili (fotovoltaico e solare ad elevata concentrazione) per far evolvere in modo coordinato il modello di business Eni. DES svilupperà know how ed arricchirà le competenze dell'azienda in un settore nuovo ed in espansione, portando avanti progetti:
  - i. Brownfield: per la produzione di energia in affiancamento alla produzione oil, sfruttando le infrastrutture esistenti e incrementando l'utilizzo di gas naturale.
  - ii. Greenfield: per la fornitura di servizi energetici diversificati, dall'O&G alle rinnovabili, dalle biomasse ai rifiuti, all'interno di un nuovo schema di cooperazione con i Paesi, finalizzato a supportare la crescita delle economie domestiche.

- Mantenere nel tempo un portafoglio riserve "low carbon", promuovendo i progetti a gas convenzionali (considerati i più resilienti in uno scenario low carbon) e l'uso del gas naturale per la generazione di energia elettrica e per l'utilizzo nel settore dei trasporti (alla data di bilancio il gas rappresenta il 51% delle riserve certe Eni delle società consolidate). Eni ritiene che la gas advocacy e la promozione delle rinnovabili possa contribuire in modo determinante allo spiazzamento del carbone che ancora oggi è il feedstock del 41% della produzione di energia elettrica mondiale generando circa il 70% delle emissioni globali.

Inoltre per ridurre il rischio di revisioni negative della resource base alla categoria "stranded"<sup>2</sup> Eni ha progressivamente ridotto il break-even dei progetti Oil & Gas attraverso l'ottimizzazione del portafoglio assets (conventional vs unconventional e onshore vs offshore) con forte incidenza del gas convenzionale, l'esplorazione near field e il miglioramento dell'efficienza nello sviluppo. Grazie a tali driver negli ultimi anni Eni è riuscita a ridurre in misura significativa il break-even dei nuovi progetti.

Il portfolio di asset e di nuovi investimenti Oil & Gas di Eni è oggetto di regolare review da parte del management per identificare i rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni e alle condizioni fisiche di conduzione delle operations. I principali nuovi progetti d'investimento sono sottoposti a una sensitivity che stima in 40 \$/tonnellata<sup>3</sup> i costi potenziali associati alle emissioni di GHG. Tale analisi ha determinato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni.

La resilienza del portafoglio di asset in produzione di Eni è stata valutata dal management sulla base delle assunzioni contenute nello scenario "IEA 450" aggiornato a novembre 2016 (450S WEO2016) elaborato dall'International Energy Agency (IEA). Tale valutazione ha riguardato un panel di CGU rilevanti per dimensioni del capitale investito, intensità delle emissioni, durata delle riserve e altri fattori di rischio. Tali CGU rappresentano il 30% del capitale investito netto (CIN) del business upstream. Lo Scenario 450 delinea un percorso energetico coerente con l'obiettivo di contenere l'aumento della temperatura mondiale al di sotto dei 2°C, grazie al contenimento della concentrazione di gas serra nell'atmosfera a circa 450 parti per milione in termini di CO<sub>2</sub> equivalente. Nello Scenario 450, entro il 2030 le rinnovabili compiono significativi passi avanti, i veicoli di nuova generazione rivestono un'importanza maggiore, aumenta l'efficienza dei processi, mentre il carbone viene largamente sostituito dal gas naturale come fonte per la produzione di energia elettrica. Inoltre, in questo scenario è previsto che entro il 2030 lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> riguarderà 1/3 delle emissioni da fossili del settore termoelettrico. Il prezzo di riferimento degli idrocarburi assunto dall'IEA per il 2030 è \$113 al barile per il petrolio e circa \$12,5 per mmbtu per il gas naturale, a fronte di \$133 per una tonnellata di CO<sub>2</sub> equivalente<sup>4</sup>. In tale scenario, la domanda petrolifera mondiale è attesa diminuire del 17% nel periodo 2015-2030, mentre la domanda di gas naturale nello stesso periodo è prevista in aumento dell'8%.

[2] Stranded reserves: riserve con elevato break-even o relative a prodotti a rischio sostituzione, quindi con domanda declinante.

[3] In termini reali 2015.

[4] Tutti i dati sono in termini nominali.

he

82 352 / 525

Lo scenario prospettato dall'IEA comporta potenziali svalutazioni non materiali di alcuni asset Eni a minore efficienza energetica. Tuttavia al 2030, secondo la valutazione preliminare di Eni, l'effetto complessivo dello Scenario 450 dell'IEA sul valore degli asset Eni sarebbe più favorevole rispetto a quello determinato sulla base dello scenario prezzi long-term degli idrocarburi adottato da Eni, che tiene conto di prezzi di riferimento per il petrolio ed il gas naturale inferiori rispetto a quelli previsti dall'IEA. Infatti nonostante il prezzo IEA per la CO<sub>2</sub> raggiunga i \$133 per tonnellata al 2030, il maggior beneficio derivante dallo scenario dell'IEA più favorevole per i prezzi degli idrocarburi supera l'esposizione di Eni al rischio prezzo di CO<sub>2</sub> associato alle emissioni.

## Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anticorruzione

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo ri-

schio per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime dovuta al fatto che la stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anticorruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico e di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anticorruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civile potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

82352/526

## Evoluzione prevedibile della gestione

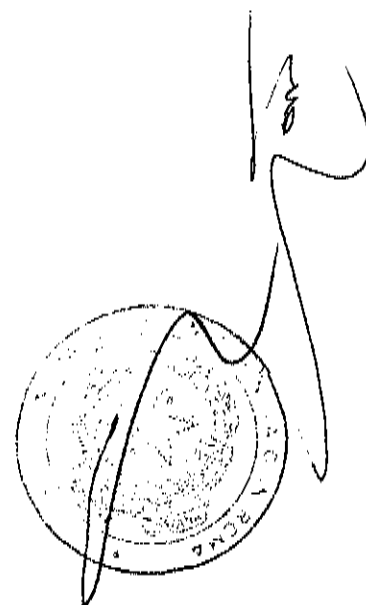
Di seguito le previsioni del management per il 2017 su produzioni e vendite:

- **produzione di idrocarburi:** previsto un livello produttivo di 1,84 milioni di barili/giorno in crescita rispetto al 2016 grazie agli avvisi di nuovi progetti, in particolare Jangkrik gas in Indonesia, OCTP olio in Ghana, l'East Hub nel blocco 15/06 e Mafumeira in Angola, e ai ramp-up dei giacimenti avviati nel 2016 in Kazakhstan, Egitto, Angola, Congo e Norvegia;
- **vendite di gas:** in un contesto di perdurante eccesso di offerta, scarsa dinamicità della domanda e pressione competitiva, le vendite di gas sono previste in linea con la riduzione degli impegni contrattuali in acquisto. Il management intende mantenere le quote di mercato nei segmenti "large" e "retail" incrementando il valore della base clienti grazie allo sviluppo di offerte commerciali innovative, ai servizi integrati e all'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi;
- **lavorazioni in conto proprio:** le lavorazioni sono previste sostanzialmente in linea;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** in un contesto di forte pressione competitiva, Eni prevede di mantenere i volumi e la quota di mercato rete in Italia, facendo leva sulla differenziazione dell'offerta e sull'innovazione dei prodotti e dei servizi. In Europa i volumi sono previsti stabili, escludendo gli effetti delle dismissioni delle reti di distribuzione nell'Est Europa attuate nel biennio 2015-2016;

- **scenario prodotti chimici:** scenario fortemente competitivo per effetto della pressione di flussi di prodotto da Medio Oriente e Usa con strutture di costo più vantaggiose rispetto a quelli europei in particolare nelle commodity. Attesi margini in flessione nei polietilene, negli intermedi e negli stirenici. Meglio posizionate le specialties (in particolare gli elastomeri). Volumi di vendita sostanzialmente stabili.

Nel 2017, in considerazione delle incertezze sull'evoluzione dei fondamentali del mercato petrolifero, il management continuerà la politica di forte selezione degli investimenti privilegiando i progetti a maggiori ritorni, la focalizzazione della spesa esplorativa sui temi near-field a rapidi ritorni economici e le iniziative di rifasatura e modulazione dei grandi sviluppi. Questo comporterà un'ulteriore riduzione dello spending a parità di cambio in coerenza con l'obiettivo di piano 2017-2020 di una riduzione dell'8% rispetto al piano precedente sempre a parità di cambio.

Considerata la selettività nello spending e i target di cassa dell'azienda in termini di copertura dei capex e dei dividendi, il management prevede nel 2017 un leverage in riduzione grazie alle operazioni di portafoglio in programma, tra cui in particolare il perfezionamento della cessione del 40% del progetto Zohr.



# Altre informazioni

82352/527

## **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 2016 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 59 giorni.

## **Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa 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 2016 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 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, Eni Ghana Exploration and Production Ltd ed Eni Suisse SA;

- 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.

ne



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 0,00643.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO<sub>2</sub>, mentre sono escluse le emissioni di N<sub>2</sub>O.
- **Emissioni di SO<sub>2</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 nuvo-

le. 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

*Manuel*

*Ne*

82 352/579

e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

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

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

- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **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	ml	migliaia
bbl	barili	mlc	miliardi
bbl/g	barili/giorno	mln	milioni
boe	barili di petrolio equivalente	n	numero
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno	NG	Natural Gas Liquids
/g	giorno	PCA	Production Concession Agreement
GNL	Gas Naturale Liquefatto	ppm	parti per milione
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto	PSA	Production Sharing Agreement
GWh	Gigawattora	tp	tonnellate di petrolio equivalente
km	chilometri	ton	tonnellate
mc	metri cubi	TWh	Terawattora

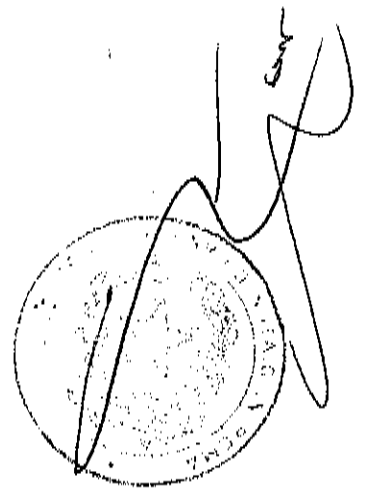
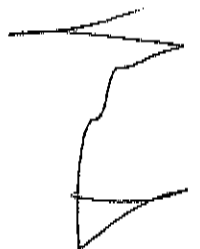
Handwritten signatures and a large checkmark.

82352/530

## Bilancio consolidato 2016



108	Schemi di bilancio
116	Note al bilancio consolidato
211	Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC
226	Attestazione del management
227	Relazione della Società di revisione



Handwritten signature at the bottom of the page.

82352 / 531

# Stato patrimoniale

01.01.2015 <sup>(a)</sup>			31.12.2015 <sup>(a)</sup>		31.12.2016		
Totale	di cui verso parti correlate	(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>ATTIVITÀ</b>							
<b>Attività correnti</b>							
6.614		Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	5.209		5.674	
5.024		Attività finanziarie destinate al trading	(9)	5.028		6.166	
257		Attività finanziarie disponibili per la vendita	(10)	282		238	
28.601	1.973	Crediti commerciali e altri crediti	(11)	21.540	1.985	17.593	1.100
7.555		Rimanenze	(12)	4.579		4.637	
762		Attività per imposte sul reddito correnti	(13)	360		393	
1.209		Attività per altre imposte correnti	(14)	630		689	
4.385	43	Altre attività correnti	(15) (34)	3.642	50	2.591	57
<b>54.407</b>				<b>41.370</b>		<b>37.971</b>	
<b>Attività non correnti</b>							
75.991		Immobili, impianti e macchinari	(16)	68.005		70.793	
1.581		Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(17)	909		1.184	
4.420		Attività immateriali	(18)	3.034		3.269	
3.172		Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(20)	2.853		4.040	
2.015		Altre partecipazioni	(20)	660		276	
1.042	259	Altre attività finanziarie	(21)	1.026	396	1.860	1.349
4.509		Attività per imposte anticipate	(22)	3.853		3.790	
2.773	12	Altre attività non correnti	(23) (34)	1.758	10	1.348	13
<b>95.503</b>				<b>82.098</b>		<b>86.560</b>	
456		Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(35)	15.533	308	14	
<b>150.366</b>		<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>139.001</b>		<b>124.545</b>	
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>							
<b>Passività correnti</b>							
2.716	181	Passività finanziarie a breve termine	(24)	5.720	208	3.396	191
3.859		Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(29)	2.676		3.279	
23.703	1.954	Debiti commerciali e altri debiti	(25)	14.942	1.544	16.703	2.289
534		Passività per imposte sul reddito correnti	(26)	431		426	
1.873		Passività per altre imposte correnti	(27)	1.454		1.293	
4.489	58	Altre passività correnti	(28) (34)	4.712	96	2.599	88
<b>37.174</b>				<b>29.935</b>		<b>27.696</b>	
<b>Passività non correnti</b>							
19.316		Passività finanziarie a lungo termine	(29)	19.397		20.564	
15.882		Fondi per rischi e oneri	(30)	15.375		13.896	
1.313		Fondi per benefici ai dipendenti	(31)	1.123		868	
8.590		Passività per imposte differite	(32)	7.425		6.667	
2.285	20	Altre passività non correnti	(33) (34)	1.852	23	1.768	23
<b>47.386</b>				<b>45.172</b>		<b>43.763</b>	
165		Discontinued operations e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(35)	6.485	207		
<b>84.725</b>		<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>81.592</b>		<b>71.459</b>	
<b>PATRIMONIO NETTO</b>							
<b>Interessanze di terzi</b>							
<b>2.455</b>			(36)	<b>1.916</b>		<b>49</b>	
<b>Patrimonio netto di Eni</b>							
4.005		Capitale sociale		4.005		4.005	
(284)		Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(474)			189	
60.763		Altre riserve		62.761		52.329	
(581)		Azioni proprie	(581)			(581)	
(2.020)		Acconto sul dividendo	(1.440)			(1.441)	
1.303		Utile (perdita) dell'esercizio	(8.778)			(1.464)	
<b>83.186</b>		<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>		<b>55.493</b>		<b>53.037</b>	
<b>65.641</b>		<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>57.409</b>		<b>53.086</b>	
<b>150.366</b>		<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>139.001</b>		<b>124.545</b>	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

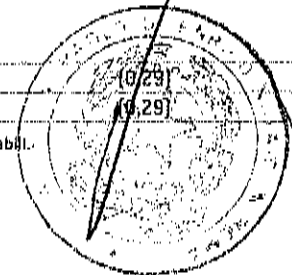
*Mary C*

82352/532

## Conto economico

(€ milioni)	Note	2014 <sup>(a)</sup>		2015 <sup>(a)</sup>		2016	
		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		98.218	1.497	72.285	1.342	55.762	1.238
Altri ricavi e proventi		1.079	69	1.252	69	931	74
<b>Totale ricavi</b>		<b>99.297</b>		<b>73.538</b>		<b>56.693</b>	
<b>COSTI OPERATIVI</b>	<b>(40)</b>						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		77.404	7.143	56.848	6.882	44.124	8.212
Costo lavoro		2.929	60	3.119	55	2.994	24
Altri proventi (oneri) operativi	(40)	145	208	(485)	96	16	247
Ammortamenti	(40)	7.676		8.940		7.559	
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(40)	1.270		6.534		(475)	
Radiazioni	(40)	1.198		688		350	
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>		<b>8.965</b>		<b>(3.076)</b>		<b>2.157</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>	<b>(41)</b>						
Proventi finanziari		5.701	46	8.635	83	5.850	157
Oneri finanziari		(7.057)	(41)	(10.104)	(50)	(6.232)	(145)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		24		3		(21)	
Strumenti finanziari derivati		165		160		(482)	27
		<b>(1.167)</b>		<b>(1.306)</b>		<b>(885)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>	<b>(42)</b>						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		110		(471)		(326)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		366		576		(54)	
		<b>476</b>		<b>105</b>		<b>(380)</b>	
<b>UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE</b>		<b>8.274</b>		<b>(4.277)</b>		<b>892</b>	
Imposte sul reddito	(43)	(6.466)		(3.122)		(1.936)	
<b>Utile (perdita) netto - Continuing operations</b>		<b>1.808</b>		<b>(7.399)</b>		<b>(1.044)</b>	
Utile (perdita) netto - Discontinued operations	(35)	(948)	867	(1.974)	142	(413)	
<b>Utile (perdita) netto</b>		<b>859</b>		<b>(9.373)</b>		<b>(1.457)</b>	
<b>Di competenza Eni:</b>							
- continuing operations		1.720		(7.952)		(1.051)	
- discontinued operations	(35)	(417)		(926)		(413)	
		<b>1.303</b>		<b>(8.778)</b>		<b>(1.464)</b>	
<b>Interessenze di terzi:</b>	<b>(36)</b>						
- continuing operations		88		553		7	
- discontinued operations	(35)	(532)		(1.148)			
		<b>(444)</b>		<b>(595)</b>		<b>7</b>	
<b>Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni</b>							
(ammontari in € per azione)	(44)						
- semplice		0,36		(2,44)		(0,41)	
- diluito		0,36		(2,44)		(0,41)	
<b>Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations</b>							
(ammontari in € per azione)	(44)						
- semplice		0,48		(2,21)		(0,29)	
- diluito		0,48		(2,21)		(0,29)	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione della IAS 8 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.



Handwritten signature: *Moretti*

82352/533

## Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2014 <sup>(a)</sup>	2015 <sup>(a)</sup>	2016
<b>Utile (perdita) netto dell'esercizio</b>		<b>859</b>	<b>[9.373]</b>	<b>[1.457]</b>
<b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>				
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(36)	(82)	36	16
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(36)	3		
Effetto fiscale	(36)	22	(21)	(35)
		(57)	15	(19)
<b>Componenti riclassificabili a conto economico:</b>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(36)	5.427	4.837	1.198
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	(36)	(77)		
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(36)	7	(4)	(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(36)	(167)	(256)	883
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)	4	(9)	32
Effetto fiscale	(36)	30	66	(220)
		5.224	4.634	1.889
<b>Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>		<b>5.167</b>	<b>4.649</b>	<b>1.870</b>
<b>Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>		<b>6.026</b>	<b>(4.724)</b>	<b>413</b>
<b>Di competenza Eni:</b>				
- continuing operations		6.817	(3.416)	819
- discontinuing operations	(35)	(390)	(779)	(413)
		6.427	(4.195)	406
<b>Interessenze di terzi:</b>				
- continuing operations		91	554	7
- discontinuing operations	(35)	(492)	(1.083)	
		(401)	(529)	7

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

82 352 / 534

## Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni											Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto	
	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 dell'esercizio
Saldi al 31 dicembre 2013	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.899	61.049
Modifica dei criteri contabili (SEM)										3.001			3.001	3	3.004
Saldi al 1° gennaio 2014	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	47.627	(1.993)	5.160	61.211	2.842	64.053
<b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>												1.303	1.303	(444)	859
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>															
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>															
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale						(51)							(51)	(9)	(60)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale						2							2	1	3
						(49)							(49)	(8)	(57)
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro						(1)	5.137	232				5.368	59	9427	
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale				(76)								(76)		(76)	
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale				6								6		6	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale			(130)									(130)	(7)	(137)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						5						5	(1)	4	
			(130)	(70)	(1)	5	5.137	232				5.179	51	5.224	
<b>Utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>			(130)	(70)	(50)	5	5.137	232			1.303	6.427	(401)	6.026	
<b>Operazioni con gli azionisti</b>															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,55 per azione a saldo dell'acconto 2013 di €0,55 per azione)										1.993	(3.979)	(1.986)		(1.986)	
Acconto sul dividendo (€0,55 per azione)										(2.020)		(2.020)		(2.020)	
Attribuzione del dividendo di altre società													(49)	(49)	
Destinazione utile residuo 2013								1.181		(1.181)					
Acquisto azioni proprie								(380)				(380)		(380)	
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi								(380)	1.181	(27)	(5.180)	(4.386)	(48)	(4.434)	
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>															
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo									(62)			(62)	62		
Diritti decaduti stock option									(7)			(7)		(7)	
Altre variazioni						(94)			97			3		3	
						(94)			28			(66)	62	(4)	
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

82352/535

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

		Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Nota	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) complessiva relative alle discontinued operations	Totale	Interessenza di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2014	(36)	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.439	(581)	49.068	(2.020)	1.303		63.186	2.455	65.641
Perdita dell'esercizio													(8.778)		(8.778)	(595)	(9.373)
Altre componenti della perdita complessiva																	
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>																	
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(36)						14								14	1	15
Riclassifica delle altre componenti della perdita complessiva relative alle discontinued operations	(35) (36)						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	(36)						(1)	4.722		54					4.775	62	4.837
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(36)					(3)									(3)		(3)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(36)				(194)										(194)	3	(191)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti della perdita complessiva" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)							(9)							(9)		(9)
Riclassifica delle altre componenti dell'utile complessivo relative alle discontinued operations	(35) (36)				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)	(36)										2.020	(4.037)	(2.017)				(2.017)
Accanto sul dividendo (€0,40 per azione)	(36)										(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/azionisti terzi	(36)															1	1
										(2.734)	560	(1.303)		(3.457)	(20)	(3.477)	
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>																	
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo										(28)				(28)		28	
Esclusione dall'area di consolidamento di società non significative e variazione interessenze di terzi										(7)				(7)	(10)	(17)	
Riclassifica riserve per acquisto di azioni proprie		(5.620)								5.620							
Altre variazioni							(18)			12				(6)	(8)	(14)	
		(5.620)					(18)			5.597				(41)	10	(31)	
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

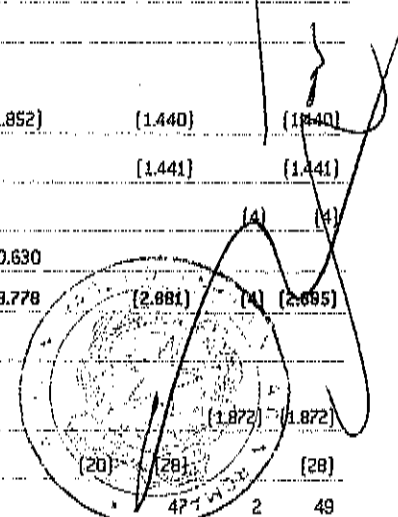


82 352 / 536

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	Note	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	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	(104)	180	9.128	(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 della perdita complessiva																	
<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 della perdita complessiva" 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)	92	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)	(1.440)	
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)	(36)										(1.441)		(1,441)	(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	(35)										(8)		(20)	(28)	(28)	(28)	
Altre variazioni							(1)			49					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)	(1.454)	53.037	49	53.086		



Handwritten signature

82352/537

# Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2014 <sup>(a)</sup>	2015 <sup>(a)</sup>	2016
Utile (perdita) netto - Continuing operations		1.808	(7.399)	(1.044)
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(40)	7.676	8.940	7.559
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(40)	1.270	6.534	(475)
Radiazioni	(40)	1.198	688	350
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(42)	(110)	471	326
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(224)	(577)	(48)
Dividendi	(42)	(385)	(402)	(143)
Interessi attivi		(162)	(164)	(209)
Interessi passivi		681	659	645
Imposte sul reddito	(43)	6.466	3.122	1.936
Altre variazioni		852	586	(9)
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		1.620	1.638	(273)
- crediti commerciali		2.051	4.944	1.286
- debiti commerciali		(1.669)	(2.342)	1.495
- fondi per rischi e oneri		(234)	43	(1.043)
- altre attività e passività		431	498	647
Flusso di cassa del capitale di esercizio		2.199	4.781	2.112
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		12	(3)	22
Dividendi incassati		603	545	212
Interessi incassati		107	81	160
Interessi pagati		(851)	(692)	(780)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(6.671)	(4.295)	(2.941)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		14.469	12.875	7.673
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	(35)	273	(1.226)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.742	11.649	7.673
- di cui verso parti correlate	(47)	(3.203)	(3.966)	(3.749)
Investimenti:				
- attività materiali	(16)	(11.646)	(11.177)	(9.067)
- attività immateriali	(18)	(226)	(125)	(113)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(37)	(36)		
- partecipazioni	(20)	(372)	(228)	(1.164)
- titoli		(77)	(201)	(1.336)
- crediti finanziari		(1.289)	(1.103)	(1.208)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		669	(1.058)	(8)
Flusso di cassa degli investimenti		(12.977)	(13.892)	(12.896)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		104	427	19
- attività immateriali		1	32	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(37)		73	(362)
- partecipazioni		3.579	1.726	508
- titoli		57	18	20
- crediti finanziari		506	533	8.063
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		155	160	205
Flusso di cassa dei disinvestimenti		4.402	2.969	8.453
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(8.575)	(10.923)	(4.443)
- di cui verso parti correlate	(47)	(1.458)	(1.583)	3.752

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

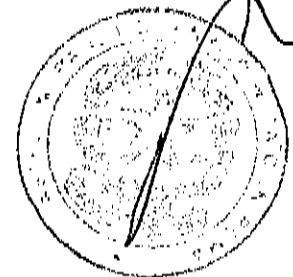
*Handwritten signature*

82352/538

## segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2014 <sup>(a)</sup>	2015 <sup>(a)</sup>	2016
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(29)	1.916	3.376	4.202
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(29)	(2.751)	(4.466)	(2.323)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(24)	207	3.216	(2.545)
		(628)	2.126	(766)
Apporti netti di capitale proprio da terzi		1	1	
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(4.006)	(3.457)	(2.881)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(49)	(21)	(4)
Acquisto di azioni proprie		(380)		
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>		<b>(5.062)</b>	<b>(1.351)</b>	<b>(3.651)</b>
- di cui verso parti correlate	(47)	(99)	13	(192)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		2	(13)	(5)
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations	(37)		(889)	889
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		76	122	2
<b>Flusso di cassa netto dell'esercizio</b>		<b>1.183</b>	<b>(1.405)</b>	<b>465</b>
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio (escluse discontinued operations)	(8)	5.431	6.614	5.209
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio (escluse discontinued operations)	(8)	6.614	5.209	5.674

(a) Le informazioni sulla riposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.



Handwritten signature or scribble at the bottom of the page.

82 352 / 539

## Note al bilancio consolidato

### ■ 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. In particolare, a partire dal 1° gennaio 2016 Eni ha adottato, su base volontaria, il cd. Successful Efforts Method (di seguito SEM) per la rilevazione e la valutazione dei costi delle attività di esplorazione, al fine di migliorare la comparabilità dei risultati Eni con quelli dei competitor, e di garantire un'informativa finanziaria adeguata, affidabile e coerente con i processi decisionali di valutazione degli esiti delle attività minerarie. I criteri di rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono illustrati al punto successivo "Attività mineraria"; gli effetti derivanti dall'adozione del SEM sono indicati alla nota n. 5 - "Modifica dei criteri contabili".

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 al 31 dicembre 2016, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 28 febbraio 2017, 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, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

### ■ Principi di consolidamento

#### Imprese controllate

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere 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.

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>4</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 successivo "Metodo del patrimonio netto".

[1] Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi emessi 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 2016, in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.

[3] Secondo le disposizioni del Conceptual Framework degli IFRS, l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio.

[4] 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 agli utili a nuova.

82 352 / 560

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable 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 successivo "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 2016", 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>5</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". 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>6</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>7</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. 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>8</sup>, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscono un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua

[5] 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 precedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

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

[7] 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.

[8] I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto successivo "Valutazioni al fair value".

M Co

82352/561

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>9</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. Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta non è allineata al relativo fair value. 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: WMR/IPSE).

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>10</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 2014	Cambi al 31 dicembre 2014	Cambi medi dell'esercizio 2015	Cambi al 31 dicembre 2015	Cambi medi dell'esercizio 2016	Cambi al 31 dicembre 2016
	Dollaro USA	1,33	1,21	1,11	1,09	1,11
Sterlina inglese	0,81	0,78	0,73	0,73	0,82	0,86
Corona norvegese	8,35	9,04	8,95	9,60	9,29	9,09
Dollaro australiano	1,47	1,48	1,48	1,49	1,49	1,46

(9) 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).

(10) 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".

Me

82352/512

## 📌 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 successivo "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 successivo "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

#### Esplorazione ed appraisal

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

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

tinuare 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 successivo "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/ripristini 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>(11)</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.

(11) Il periodo è inteso come il trimestre.

ne

82 352 / 503

**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 trattatista (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 successivo "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 per rischi e oneri"<sup>(12)</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 benefici e rischi 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 successivo "Attività destinate alla vendita e discontinued operations"). 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 per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi

(12) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti al settore/business 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 al settore/business Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power.



82352/544

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, 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 (ripristino 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 stanziare 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>13</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 ripristino di valore<sup>14</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.

### 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 otte-

(13) Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

(14) 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.

82352/505

nera dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività 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 approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso 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>15</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>16</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 successivo "Attività finanziarie non correnti").

### Attività finanziarie non correnti

#### Partecipazioni

Le attività finanziarie rappresentative di quote di partecipazione<sup>17</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>18</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 (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 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".

[15] 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.

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

[17] Per le partecipazioni in joint venture e collegate v. precedente punto "Metodo del patrimonio netto".

[18] 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.

82352/546

**Passività finanziarie**

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono 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 di copertura 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"; differentemente, 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 scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

**Compensazione di attività e passività finanziarie**

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

**Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie**

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario 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 all'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 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

he

82352/547

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 vantaggi 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 permuta 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.

### 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

82352/568

data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico. 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 approvata o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero 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 operations

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'applicazione 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 e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, classificate come destinate alla vendita, costituiscono una discontinued operations 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 operations, 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 operations 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 ripristini 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

h<sub>h</sub>

82352/569

una collegata, sono rideterminati i valori presentati in bilancio sin dal momento della classificazione come held for sale/discontinued operations. Nel caso in cui una discontinued operations sia riclassificata come destinata all'utilizzo, i risultati economici, precedentemente esposti nella voce distinta di conto economico, sono riclassificati e inclusi tra le continuing operations 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 effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione. Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

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

### ❏ Schemi di bilancio<sup>19</sup>

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura<sup>20</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.

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

### ❏ Modifica dei criteri contabili

In base alle disposizioni dello IAS 8 "Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori", l'adozione del SEM rappresenta una modifica volontaria di una accounting policy, giustificata dall'allineamento alle prassi di settore e volta a fornire un'informativa di bilancio non solo attendibile ma maggiormente significativa, i cui effetti sono applicati retroattivamente.

Conseguentemente i valori patrimoniali, economici e finanziari degli esercizi comparativi presentati sono stati rideterminati a seguito dell'adozione del SEM. Gli effetti della rideterminazione sono riconducibili alla circostanza che la precedente accounting policy prevedeva, in sintesi: (i) per i diritti esplorativi, l'ammortamento lungo la durata del periodo di esplorazione accordato; (ii) per i costi di esplorazione, la rilevazione all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e il loro ammortamento integrale nell'esercizio di sostenimento.

Inoltre, per effetto del venir meno dei presupposti per la qualificazione di Versalis come gruppo in dismissione e discontinued operations, i dati comparativi relativi agli esercizi 2014 e 2015 sono stati rideterminati come se tale classificazione non fosse mai stata operata.

Gli impatti quantitativi di tali modifiche sulle voci di bilancio interessate sono indicati nelle tabelle di seguito riportate.

<sup>19</sup> Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultima relazione finanziaria annuale, fatta eccezione per: (i) gli schemi di conto economico o di rendiconto finanziario che presentano la nuova voce "Radiazioni", che accoglie gli oneri derivanti dalla radiazione (write-off) di attività materiali e immateriali. La presentazione di tale voce aggiuntiva è stata ritenuta significativa dalla Direzione Aziendale in considerazione dell'adozione, su base volontaria, dei criteri di rilevazione e valutazione dei costi relativi all'attività mineraria basati sul cd. Successful Efforts Method (SEM), come descritto alla nota n. 5 - "Modifica dei criteri contabili"; (ii) lo schema di conto economico che presenta la nuova voce "Svalutazioni (Riprese di valore) nette", che accoglie il saldo netto delle svalutazioni/riprese di valore delle attività materiali e immateriali. La presentazione di tale voce aggiuntiva è stata ritenuta significativa dalla Direzione Aziendale al fine di evitare che l'effetto compensativo tra ammortamenti e riprese di valore nette fornisse agli utilizzatori del bilancio una rappresentazione misleading.

<sup>20</sup> Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione provvista dagli IFRS sono indicate alla nota 38 - Garanzie, impegni o rischi - Altre Informazioni sugli strumenti finanziari.

82 352 / 550

## Rideterminazione dei dati comparativi

Voci di bilancio	1° gennaio 2014		
	Ante applicazione SEM	Applicazione SEM	Post applicazione SEM
Attività non correnti	85.584	4.085	89.669
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	63.763	3.524	67.287
- di cui: Attività immateriali	3.876	860	4.736
Passività non correnti	44.283	1.081	45.364
Totale patrimonio netto	61.049	3.004	64.053

Voci di bilancio	1° gennaio 2015		
	Dati pubblicati 31.12.2014	Applicazione SEM	Dati riesposti 01.01.2015
Attività non correnti	91.344	4.159	95.503
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	71.962	4.029	75.991
- di cui: Attività immateriali	3.645	725	4.420
Passività non correnti	46.659	727	47.386
Totale patrimonio netto	62.209	3.432	65.641

Voci di bilancio	31 dicembre 2015			
	Dati pubblicati 31.12.2015	Risposizione Versalis nelle continuing operations	Applicazione SEM	Dati riesposti 31.12.2015
Attività correnti	39.982	1.388		41.370
Attività non correnti	77.294	889	3.915	82.098
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	63.795	323	3.887	68.005
- di cui: Attività immateriali	2.433	55	546	3.034
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	17.516	(1.983)		15.533
Passività correnti	29.565	370		29.935
Passività non correnti	44.488	215	469	45.172
Discontinued operations e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	7.070	(585)		6.485
Totale patrimonio netto	53.669	294	3.446	57.409

Voci di bilancio	2014			
	Dati pubblicati 2014	Risposizione Versalis nelle continuing operations	Applicazione SEM	Dati riesposti 2014
Ricavi	94.226	5.078	(7)	99.297
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	73.930	3.105	368	77.404
Ammortamenti	9.134	99	(1.557)	7.676
Svalutazioni (riprese di valore) nette	1.013	96	161	1.270
Radiazioni	137	1	1.060	1.198
Utile operativo	7.585	1.419	(39)	8.965
Proventi (oneri) finanziari	(1.181)		14	(1.167)
Proventi (oneri) su partecipazioni	469	(3)	10	476
Imposte sul reddito	6.681	(191)	(24)	6.466
Utile netto - continuing operations	192	1.607	9	1.808
Utile netto - discontinued operations	658	(1.607)		(949)
Utile netto	850		9	859
Utile netto di competenza Eni	1.291		12	1.303
- continuing operations	101	1.607	12	1.720
- discontinued operations	1.190	(1.607)		(417)
Flusso di cassa netto da attività operativa	15.110		(368)	14.742
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(8.943)		368	(8.575)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(5.062)			(5.062)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	1.183			1.183

he

Note al bilancio

82 352 / 554

Voci di bilancio	2015			
	Dati pubblicati 2015	Risposizione Versalis nelle continuing operations	Applicazione SEM	Dati riesposti 2015
Ricavi	68.945	4.603	(10)	73.538
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	53.958	2.636	254	56.848
Ammortamenti	9.654	108	(822)	8.940
Svalutazioni (riprese di valore) nette	4.826	998	710	6.534
Radiazioni	25		663	688
Utile (perdita) operativo	(2.781)	520	(815)	(3.076)
Proventi (oneri) finanziari	(1.323)	3	14	(1.306)
Proventi (oneri) su partecipazioni	124	(20)	1	105
Imposte sul reddito	3.147	486	(511)	3.122
Utile netto - continuing operations	(7.127)	17	(289)	(7.399)
Utile netto - discontinued operations	(2.251)	277		(1.974)
Utile netto	(9.378)	294	(289)	(9.373)
Utile netto di competenza Eni	(8.783)	294	(289)	(8.778)
- continuing operations	(7.680)	17	(289)	(7.952)
- discontinued operations	(1.103)	277		(826)
Flusso di cassa netto da attività operativa	11.903		(254)	11.649
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(11.177)		254	(10.923)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.351)			(1.351)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(1.414)	9		(1.405)

Le modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2016 non hanno prodotto effetti significativi.

## 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 di-

sponibili 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 tri-



82352/552

mestre 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 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 espressa, 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'allocazione 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.

Ne

82352/553

## 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

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 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.

## 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 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 ammon-tari 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 dei consumi 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 (es. collateral) posti in essere nonché le eventuali azioni poste in essere o previste per il recupero dei crediti.

## Principi contabili di recente emanazione

### Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea

Con il regolamento n. 2016/1905 emesso dalla Commissione Europea in data 22 settembre 2016 è stato omologato l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" (di seguito IFRS 15), che definisce i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con i clienti (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 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018; è prevista l'applicazione retroattiva del principio con possibilità di rilevare l'effetto sul patrimonio netto al 1° gennaio 2018 avendo riguardo alle fattispecie in essere alla data.

82352/554

Nel corso dell'esercizio 2016, è stata avviata una attività progettuale volta ad individuare le fattispecie considerate potenzialmente critiche per i vari settori operativi, valutare i potenziali impatti sul bilancio e verificare gli eventuali adeguamenti del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Allo stato dell'analisi, ancora in corso di svolgimento, risultano potenzialmente interessati dalle nuove disposizioni del principio i seguenti ambiti: (i) rappresentazione di alcune tipologie di rapporti con partners in iniziative minerarie in relazione alla loro natura di soggetti differenti da clienti; (ii) rappresentazione su base lorda o netta di alcune tipologie di costi strettamente associati alla fornitura di beni o servizi; (iii) i contratti caratterizzati da una pluralità di obbligazioni contrattuali; (iv) la capitalizzazione dei costi per l'acquisizione della clientela principalmente nel settore Gas & Power; (v) i contratti con opzioni di acquisto di beni/servizi aggiuntivi a condizioni più vantaggiose rispetto a quelle praticate a nuovi clienti; (vi) i contratti che prevedono corrispettivi variabili; (vii) contratti di licenza di proprietà intellettuale principalmente nel settore Raffinazione & Marketing e Chimica.

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 losses); 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. Nel corso dell'esercizio 2016 è stata avviata una attività progettuale con riferimento ai tre principali ambiti di aggiornamento sopra indicati. In particolare, sono in corso di svolgimento le attività di verifica dell'attuale modalità di classificazione degli strumenti finanziari con le nuove disposizioni del principio contabile e allo stato dell'analisi non sono stati individuati impatti significativi; sono in corso approfondimenti sulle modalità di determinazione del valore di mercato delle partecipazioni minoritarie che, ai sensi delle attuali disposizioni, sono valutabili al costo quando il relativo fair value non è attendibilmente determinabile.

Con riferimento all'applicazione del modello dell'expected credit losses le attività in corso di svolgimento riguardano essenzialmente: (i) per le posizioni verso controparti per le quali sia individuabile un fattore rappresentativo del rischio di credito (es. rating), l'implementazione di modelli di expected loss adeguati a rappresentare l'esposizione avendo riguardo anche agli strumenti di mitigazione del rischio di credito in essere (quali, ad esempio, collateral, garanzie, polizze assicurative, ecc.); (ii) per la clientela retail, l'implementazione di provision matrix adeguate a rappresentare la rischiosità creditizia della controparte; e (iii) la revisione e ottimizzazione dei processi operativi funzionali ad assicurare la disponibilità delle informazioni per l'implementazione dei modelli di valutazione e per la redazione dei reporting finanziari.

Infine relativamente all'hedge accounting sono state avviate le analisi per l'applicabilità dei nuovi criteri di verifica dell'efficacia della copertura previsti dal principio e per l'implementazione dei meccanismi di bilanciamento dell'hedge ratio lungo la durata della copertura (cd. rebalancing) volti a garantire l'adeguamento nel continuo del rapporto tra gli strumenti di copertura e le relative esposizioni.

In considerazione dell'attuale stato di analisi, non risultano essere ancora ragionevolmente stimabili i possibili impatti derivanti dall'applicazione dei nuovi principi IFRS 15 e IFRS 9.

## Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 11 settembre 2014, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28 "Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture" (di seguito modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28) che ha definito le modalità di rilevazione degli effetti economici connessi, principalmente, alla perdita del controllo di una partecipazione per effetto del suo trasferimento ad una realtà collegata o a una joint venture. Il 17 dicembre 2015 lo IASB ha pubblicato l'amendment che differisce l'entrata in vigore a tempo indeterminato delle modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28.

In data 13 gennaio 2016 lo IASB ha emesso l'IFRS 16 "Leases" (di seguito IFRS 16) 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 del lessor, è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee che per i lessor. Le disposizioni dell'IFRS 16 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2019.

In data 19 gennaio 2016 lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 12 "Recognition of Deferred Tax Assets for Unrealised Losses" che forniscono chiarimenti in merito alla rilevazione e valutazione delle attività per imposte anticipate. Le modifiche allo IAS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

In data 29 gennaio 2016 lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 7 "Disclosure Initiative", che rafforza gli obblighi di disclosure in presenza di variazioni, monetarie e non, di passività finanziarie. Le modifiche allo IAS 7 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

In data 12 aprile 2016 lo IASB ha emesso il documento "Clarifications to IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers" (di seguito modifiche all'IFRS 15) contenente chiarimenti in merito ad alcuni aspetti relativi all'implementazione del nuovo principio contabile. Le modifiche all'IFRS 15 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

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, 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 8 dicembre 2016, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2014-2016 Cycle" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018<sup>21</sup>.

Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

[21] La modifica dell'ambito di applicazione dell'IFRS 12 "informativa sulle partecipazioni in altre entità" è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

Me

82352/555

## Attività correnti

### Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €5.674 milioni (€5.209 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 90 giorni per €4.379 milioni (€3.289 milioni al 31 dicembre 2015) 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 0,01% (positivo dello 0,25% al 31 dicembre 2015).

### Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	925	996
Altri titoli	4.103	5.170
	<b>5.028</b>	<b>6.166</b>

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.166 milioni (€5.028 milioni al 31 dicembre 2015) si riferiscono ad Eni SpA per €6.062 milioni (€5.028 milioni al 31 dicembre 2015) e ad Eni Insurance DAC per €104 milioni.

Le attività finanziarie destinate al trading di Eni SpA comprendono operazioni di prestito titoli per €665 milioni. Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario. L'attività di gestione della liquidità strategica viene realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Euro	3.906	4.319
Dollaro USA	272	699
Sterlina inglese	271	632
Franco svizzero	524	413
Dollaro canadese	36	52
Dollaro australiano	19	51
	<b>5.028</b>	<b>6.166</b>

*Me*

82352/556

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	539	548	Baa2	BBB-
Spagna	158	166	Baa2	BBB+
Polonia	62	64	A2	BBB+
Slovenia	33	36	Baa3	A
Germania	29	24	Aaa	AAA
Irlanda	10	11	A3	A+
Cile	8	8	Aa3	AA-
Slovacchia	5	5	A2	A+
Svezia	5	5	Aaa	AAA
	<b>843</b>	<b>867</b>		
<i>Tasso variabile</i>				
Italia	100	100	Baa2	BBB-
Spagna	30	29	Baa2	BBB+
	<b>130</b>	<b>129</b>		
<b>Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani</b>	<b>973</b>	<b>996</b>		
<b>Altri titoli</b>				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.264	2.344	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.981	2.031	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Banca Europea per gli Investimenti	8	8	Aaa	AAA
	<b>4.253</b>	<b>4.383</b>		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	553	556	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da imprese industriali	231	231	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	<b>784</b>	<b>787</b>		
<b>Totale Altri titoli</b>	<b>5.037</b>	<b>5.170</b>		
<b>Totale Attività finanziarie destinate al trading</b>	<b>6.010</b>	<b>6.166</b>		

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

#### 10 Attività finanziarie disponibili per la vendita

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
<b>Titoli strumentali all'attività operativa</b>		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	243	39
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	282	210
<b>Titoli non strumentali all'attività operativa</b>		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani		28
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari		238
		<b>238</b>
	<b>282</b>	<b>238</b>

No

Note al bilancio

82352/557

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Euro	241	199
Dollaro USA	41	39
	282	238

I titoli emessi da Stati sovrani al 31 dicembre 2016 di €210 milioni (€243 milioni al 31 dicembre 2015) 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	32	da 3,75 a 4,25	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Spagna	25	28	da 1,40 a 5,50	dal 2018 al 2021	Baa2	BBB+
Italia	22	22	da 0,00 a 3,50	dal 2017 al 2020	Baa2	BBB-
Francia	17	19	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2023	Aa2	AA
Polonia	16	19	da 4,50 a 6,38	dal 2019 al 2022	A2	BBB+
Irlanda	16	18	da 0,80 a 4,40	dal 2019 al 2022	A3	A+
Islanda	15	16	da 2,50 a 5,88	dal 2020 al 2022	A3	BBB+
Slovacchia	10	10	da 1,50 a 4,20	dal 2017 al 2018	A2	A+
Finlandia	9	9	da 1,13 a 1,75	dal 2017 al 2019	Aa1	AA+
Portogallo	7	8	4,75	2019	Ba1	BB+
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Slovenia	7	8	2,25	2022	Baa3	A
Stati Uniti d'America	7	7	da 1,25 a 3,13	dal 2019 al 2020	Aaa	AA+
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
Paesi Bassi	1	1	4,00	2018	Aaa	AAA
	191	210				

Titoli quotati per €28 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2015) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating da Aaa a Aa1 (Moody's) e da AAA a AA (S&P).

I titoli non strumentali all'attività operativa di €238 milioni riguardano titoli della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance DAC.

Dal 1° gennaio 2016 con l'entrata in vigore della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa, pur continuando ad essere necessaria un'idonea politica di investimento degli attivi a fronte delle riserve tecniche, è cessato il vincolo di destinazione di tali asset a copertura delle riserve. Pertanto, i titoli disponibili per la vendita di Eni Insurance DAC in precedenza destinati alla copertura delle riserve tecniche (€282 milioni il valore all'opening balance) sono stati riclassificati come non strumentali all'attività operativa in considerazione della discontinuità normativa indicata. La stessa riclassifica ha riguardato i crediti finanziari a breve posseduti da Eni Insurance DAC per i quali è cessato il vincolo di strumentalità alla gestione (nota n. 11 – Crediti commerciali e altri crediti).

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Variazione con effetto a riserva	Rigiro dell'esercizio	Valore al 31.12.2016
Effetto valutazione al fair value	9	(3)	(1)	5
Passività per imposte differite	(1)			(1)
Altre riserve di patrimonio netto	8	(3)	(1)	4

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.

ne

82352/558

## Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti commerciali	12.616	11.186
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	375	86
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	1.247	72
- non strumentali all'attività operativa	665	385
	2.307	543
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	33	171
- altri	6.684	5.693
	6.717	5.864
	21.640	17.593

Il decremento dei crediti commerciali di €1.430 milioni è riferito al settore Gas & Power per €1.298 milioni e comprende gli effetti relativi all'incremento delle operazioni di factoring.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.371 milioni (€2.083 milioni al 31 dicembre 2015):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2016
Crediti commerciali	1.915	503	(607)	6	1.817
Crediti finanziari	66			2	68
Altri crediti	102	367	(4)	21	486
	2.083	870	(611)	29	2.371

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €503 milioni (€588 milioni nel 2015) è riferito al settore Gas & Power per €399 milioni ed è relativo, in particolare, alla clientela retail nei confronti della quale perdurano difficoltà di riscossione dei crediti scaduti. Le azioni di mitigazione del rischio controparte implementate da Eni attraverso interventi capillari di recupero anche con il ricorso a service esterni specialistici hanno portato ad una riduzione dei crediti scaduti nell'esercizio 2016.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €607 milioni (€249 milioni nel 2015) è riferito al settore Gas & Power per €559 milioni ed è relativo principalmente alla rilevazione di perdite su crediti del business retail.

Al 31 dicembre 2016 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2017 per €1.769 milioni (€750 milioni nell'esercizio 2015 con scadenza 2016). Le cessioni 2016 hanno riguardato crediti commerciali relativi al settore Gas & Power (€1.434 milioni) e al settore Refining & Marketing e Chimica (€335 milioni).

I crediti commerciali al 31 dicembre 2016 comprendono crediti per forniture di idrocarburi del settore Exploration & Production per €1.764 milioni. Le esposizioni maggiori riguardano: (i) controparti di Stato in Egitto, dove sono outstanding crediti scaduti relativi a forniture di idrocarburi per circa €420 milioni, in riduzione rispetto al valore di circa €771 milioni al 31 dicembre 2015 per effetto della progressiva attuazione di un piano di rientro dello scaduto e di altri accordi industriali e commerciali con le suddette controparti. L'ammontare del credito ancora outstanding alla data di bilancio è stato ulteriormente ridotto con il pagamento datato gennaio 2017 di \$240 milioni (€228 milioni); (ii) controparti di Stato dell'Iran nei confronti delle quali sono outstanding crediti per il recupero di investimenti progressi per €264 milioni rilevati essenzialmente sulla base del settlement agreement definito nel 2015, in riduzione rispetto all'opening balance (€312 milioni). Le controparti di Stato hanno manifestato la disponibilità a negoziare un piano di rientro del credito scaduto sulla base di accordi relativi a carichi di greggio di proprietà delle società di Stato con assegnazione ad Eni di un'aliquota degli incassi provenienti dalle vendite. Tale intesa di principio ha trovato una prima applicazione negli ultimi mesi del 2016 con il rimborso ad Eni di \$44 milioni (€42 milioni). Sono in corso trattative per identificare ulteriori carichi da commercializzare, alcuni già assegnati a Eni nei primi mesi del 2017, con l'obiettivo di azzerare lo scaduto.

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

(€ milioni)	31.12.2015		31.12.2016	
	Crediti commerciali	Altri crediti	Crediti commerciali	Altri crediti
Crediti non scaduti e non svalutati	9.814	5.371	9.243	4.669
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.085	93	768	432
Crediti scaduti e non svalutati:				
- da 0 a 3 mesi	1.080	92	744	58
- da 3 a 6 mesi	110	502	49	81
- da 6 a 12 mesi	226	485	69	249
- oltre 12 mesi	301	174	322	175
	1.717	1.253	1.184	563
	12.616	6.717	11.186	5.864

82352/359

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 in moneta diversa dall'euro ammontano a €3.629 milioni (€3.995 milioni al 31 dicembre 2015).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €158 milioni (€1.622 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €28 milioni finanziamenti concessi a società joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni (€1.135 milioni al 31 dicembre 2015). Il decremento di €1.464 milioni si riferisce per €1.054 milioni alla riclassifica nelle Altre attività finanziarie non correnti dei crediti finanziari verso la joint venture CARDÓN IV SA (Eni 50%) (€1.112 milioni al 31 dicembre 2015).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di Eni Insurance DAC di €287 milioni al 31 dicembre 2015 sono stati riclassificati nei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 10 – Attività finanziarie disponibili per la vendita.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €385 milioni (€685 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano principalmente: (i) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €137 milioni (€209 milioni al 31 dicembre 2015), di cui €113 milioni presso BNP Paribas e €24 milioni presso CitiBank per operazioni su contratti derivati; (ii) depositi di Eni Insurance DAC per €225 milioni.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €121 milioni (€1.329 milioni al 31 dicembre 2015).

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €171 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €166 milioni la quota a breve termine del credito derivante dalla cessione avvenuta nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazako KazMunayGas per l'importo complessivo di €463 milioni rimborsabili in tre rate a partire dal conseguimento del livello commerciale target di produzione concordato tra le parti. Sul credito sono maturati interessi a tassi di mercato. Grazie al restart del progetto, la milestone di produzione è stata raggiunta nel quarto trimestre 2016 con il conseguente rimborso della prima rata del prezzo di cessione compresi gli interessi (€152 milioni). La quota a lungo termine del credito è riportata alla nota n. 23 – Altre attività non correnti.

Gli altri crediti di €5.693 milioni (€6.684 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono crediti di €4.111 milioni 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 (€1.775 milioni) in particolare la società di Stato NNPC in relazione a: (i) crediti per il recupero di costi di investimento per €382 milioni (€773 milioni al 31 dicembre 2015) relativi a due progetti petroliferi (di cui uno operato) oggetto di arbitrato per il riconoscimento contrattuale di tali costi. Dopo l'emissione dei lodi arbitrali, sostanzialmente favorevoli alla società, è in corso la negoziazione di un accordo transattivo per il riconoscimento a Eni di una parte del valore già riconosciuto in sede di lodo arbitrale. L'importo in corso di definizione sarà rimborsato attraverso l'assegnazione a Eni di carichi di greggio di proprietà della società di Stato su di un orizzonte temporale di tre anni. Le svalutazioni dei crediti in base all'ipotesi oggetto di negoziazione ammontano a €332 milioni ai quali si aggiunge l'effetto dell'attualizzazione (€42 milioni) determinato considerando anche il rischio minerario; (ii) crediti pregressi per €716 milioni che Eni vanta in qualità di operatore per i costi in quota NNPC in qualità di partner. I crediti all'opening balance, in parte denominati in valuta locale, si sono ridotti per effetto della svalutazione della valuta locale verificatasi nell'esercizio. Eni e NNPC hanno definito un piano di rientro dell'esposizione che prevede il rimborso in dollari USA e l'attribuzione a Eni di parte dei proventi derivanti dalla vendita degli idrocarburi prodotti da iniziative di sviluppo a ridotto rischio minerario ("rig-less") con l'obiettivo di azzerare il credito in un arco temporale massimo di 5 anni. Gli effetti di conto economico sono rappresentati dalle differenze cambio negative di \$80 milioni (€72 milioni) e dagli oneri da attualizzazione di \$96 milioni (€87 milioni) determinati considerando anche il rischio minerario, per un importo complessivo di \$176 milioni (€159 milioni).

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti per attività di disinvestimento	33	171
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	4.656	4.111
- accounti per servizi	540	372
- compagnie di assicurazione	113	147
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	104	49
- per operazioni di factoring	90	81
- enti petroliferi esteri per rimborsi di imposte petrolifere	27	40
- altri	1.154	893
	6.684	5.693
	6.717	5.864

I crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione comprendono crediti per €60 milioni (€281 milioni al 31 dicembre 2015) rilevati a fronte di passività per benefici ai dipendenti (v. nota n. 31 – Fondi per benefici ai dipendenti).

I crediti per operazioni di factoring di €81 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a €5.253 milioni (€5.913 milioni al 31 dicembre 2015).

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

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



82352/560

## Rimanenze

(€ milioni)	31.12.2015				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	222	142	1.933	2.297	550	135	1.903	2.588
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	97	9	1	107	99	9	1	109
Lavori in corso su ordinazione			7	7			2	2
Prodotti finiti e merci	1.573	448	72	2.093	1.394	389	86	1.869
Certificati e diritti di emissione			75	75			69	69
	<b>1.882</b>	<b>599</b>	<b>2.088</b>	<b>4.579</b>	<b>2.043</b>	<b>533</b>	<b>2.061</b>	<b>4.637</b>

Le altre rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo di €1.903 milioni (€1.933 milioni al 31 dicembre 2015) sono riferite al settore Exploration & Production per €1.699 milioni (€1.732 milioni al 31 dicembre 2015) e riguardano principalmente materiali per le attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture.

I certificati e diritti di emissione di €69 milioni (€75 milioni al 31 dicembre 2015) 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 €82 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2015) 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)	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
<b>2015</b>							
Rimanenze lorde	8.027	(1.082)			249	(2.307)	4.887
Fondo svalutazione	(472)		(93)	212	(10)	55	(308)
<b>Rimanenze nette</b>	<b>7.555</b>	<b>(1.082)</b>	<b>(93)</b>	<b>212</b>	<b>239</b>	<b>(2.252)</b>	<b>4.579</b>
<b>2016</b>							
Rimanenze lorde	4.887	(29)			61	(27)	4.892
Fondo svalutazione	(308)		(125)	163	(5)	20	(255)
<b>Rimanenze nette</b>	<b>4.579</b>	<b>(29)</b>	<b>(125)</b>	<b>163</b>	<b>56</b>	<b>(7)</b>	<b>4.637</b>

La variazione dell'esercizio negativa per €29 milioni è riferita alla linea di business Chimica per €96 milioni e, in aumento, alla linea di business Refining & Marketing per €75 milioni. Gli accantonamenti al fondo svalutazione di €125 milioni sono riferiti al settore Exploration & Production per €72 milioni. Gli utilizzi del fondo svalutazione di €163 milioni sono riferiti alla linea di business Refining & Marketing per €122 milioni.

Le altre variazioni al 31 dicembre 2015 di €2.252 milioni comprendevano la riclassifica delle rimanenze nelle discontinued operations per €2.183 milioni.

## Attività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Imprese italiane	182	134
Imprese estere	478	249
	<b>360</b>	<b>383</b>

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

## Attività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Iva	386	447
Accise e imposte di consumo	121	161
Altre imposte e tasse	123	81
	<b>630</b>	<b>689</b>

he

82352/561

**Altre attività correnti**

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	3.220	2.248
Altre attività	422	343
	<b>3.642</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 €343 milioni (€422 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono l'ammontare che Eni prevede di recuperare a breve termine del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term. Tale voce residua in €90 milioni al 31 dicembre 2016 per effetto principalmente dei ritiri dei volumi sottostanti realizzati nel corso dell'esercizio che hanno consentito di ridurre l'esposizione outstanding a fine 2015 di €108 milioni. Nell'esercizio 2016 il valore contabile dell'anticipo, assimilabile ad un credito in natura, è stato svalutato per €24 milioni.

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

Me

82352/562

## Attività non correnti

## Immobilii, Impianti e macchinari

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Riprese di valore (svalutazioni) nette	Radiazioni	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>2015</b>											
Terreni	615	1				(13)	(98)	5	510	534	24
Fabbricati	1.633	32	(70)	(47)		16	(602)	(144)	818	3.374	2.556
Impianti e macchinari	47.506	369	(8.403)	(3.624)		3.276	(6.264)	7.807	40.667	147.969	107.302
Attrezzature industriali e commerciali	590	49	(85)	(1)	(2)	14	(197)	(42)	326	1.368	1.042
Altri beni	458	57	(88)	(6)		17	(37)	2	403	2.169	1.766
Immobilizzazioni in corso e acconti	25.189	10.669		(2.312)	(676)	2.009	(311)	(9.287)	25.281	29.835	4.554
	<b>75.991</b>	<b>11.177</b>	<b>(8.646)</b>	<b>(5.990)</b>	<b>(678)</b>	<b>5.319</b>	<b>(7.509)</b>	<b>(1.659)</b>	<b>68.005</b>	<b>185.249</b>	<b>117.244</b>
<b>2016</b>											
Terreni	510	1		(64)		1	(8)	8	448	537	89
Fabbricati	818	22	(66)	(3)		1	(2)	40	810	3.416	2.606
Impianti e macchinari	40.667	204	(7.087)	345	(198)	1.329	(1)	15.011	50.270	162.007	116.737
Attrezzature industriali e commerciali	326	32	(66)	(1)	(2)			11	300	1.415	1.115
Altri beni	403	42	(89)	(17)		4		(34)	309	2.160	1.851
Immobilizzazioni in corso e acconti	25.281	8.766		(174)	(89)	551		(15.679)	18.656	22.737	4.081
	<b>68.005</b>	<b>9.067</b>	<b>(7.308)</b>	<b>86</b>	<b>(289)</b>	<b>1.886</b>	<b>(11)</b>	<b>(643)</b>	<b>70.793</b>	<b>192.272</b>	<b>126.479</b>

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2015	2016
<b>Investimenti:</b>		
- Exploration & Production	9.943	8.217
- Gas & Power	109	66
- Refining & Marketing e Chimica	614	655
- Ingegneria & Costruzioni	550	
- Corporate e Altre Attività	46	42
- Rettifiche per utili interni	(85)	87
	<b>11.177</b>	<b>9.067</b>

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €105 milioni (€165 milioni nel 2015) riferiti al settore Exploration & Production per €90 milioni. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,7% e il 5,3% (il 2,4% e il 5,3% al 31 dicembre 2015). I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2015:

(%)	
Fabbricati	2-10
Impianti e macchinari	2-15
Attrezzature industriali e commerciali	4-33
Altri beni	6-33

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 radiazioni di €289 milioni (€678 milioni nel 2015) riguardano per €193 milioni le unità dell'impianto di conversione EST presso la raffineria di Sannazzaro, danneggiate a seguito dell'incidente occorso nel dicembre 2016, e per €93 milioni il settore Exploration & Production (€676 milioni nel 2015), di cui €88 milioni per write-off principalmente 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 Libia, Angola, Congo e Indonesia.

Ine

82352/563

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €1.886 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €1.761 milioni, corone norvegesi per €318 milioni e, in diminuzione, sterlina inglese per €215 milioni.

Le altre variazioni di €643 milioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €665 milioni (€817 milioni al 31 dicembre 2015) prevalentemente per effetto dell'innalzamento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA e per la revisione delle stime dei costi di abbandono; questi effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio. Le altre variazioni delle immobilizzazioni in corso e acconti negative per €15.679 milioni comprendono la riclassifica da impianti e macchinari del valore netto di €485 milioni riferito alla parte non danneggiata dell'impianto EST della raffineria di Sannazzaro.

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)	Valore iniziale	Investimenti	Riprese di valore (svalutazioni) nette	Ridiazioni	Riclassifiche	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
<b>2015</b>							
<b>Attività esplorativa e di appraisal:</b>							
- pozzi esplorativi in corso	196	558		(106)	(572)	17	93
- pozzi esplorativi completati in attesa di esito	1.568			(501)	520	150	1.737
- pozzi esplorativi di successo in corso	813		(91)		5	80	807
	<b>2.577</b>	<b>558</b>	<b>(91)</b>	<b>(607)</b>	<b>(47)</b>	<b>247</b>	<b>2.637</b>
<b>Altre immobilizzazioni in corso:</b>							
- unproved mineral interest	3.092		(998)		(203)	321	2.212
- pozzi e impianti di sviluppo in corso	17.958	9.346	(866)	(69)	(8.107)	1.196	19.458
	<b>21.050</b>	<b>9.346</b>	<b>(1.864)</b>	<b>(69)</b>	<b>(8.310)</b>	<b>1.517</b>	<b>21.670</b>
	<b>23.627</b>	<b>9.904</b>	<b>(1.955)</b>	<b>(676)</b>	<b>(8.357)</b>	<b>1.764</b>	<b>24.307</b>
<b>2016</b>							
<b>Attività esplorativa e di appraisal:</b>							
- pozzi esplorativi in corso	93	402			(282)	8	221
- pozzi esplorativi completati in attesa di esito	1.737			(109)	6	50	1.684
- pozzi esplorativi di successo in corso	807		(5)		78	33	913
	<b>2.637</b>	<b>402</b>	<b>(5)</b>	<b>(109)</b>	<b>(198)</b>	<b>91</b>	<b>2.818</b>
<b>Altre immobilizzazioni in corso:</b>							
- unproved mineral interest	2.212	2	190		(35)	81	2.450
- pozzi e impianti di sviluppo in corso	19.458	7.777	(210)	(6)	(15.699)	370	11.690
- costi di abbandono				27		55	82
	<b>21.670</b>	<b>7.779</b>	<b>(20)</b>	<b>21</b>	<b>(15.734)</b>	<b>506</b>	<b>14.222</b>
	<b>24.307</b>	<b>8.181</b>	<b>(25)</b>	<b>(88)</b>	<b>(15.932)</b>	<b>597</b>	<b>17.040</b>

Le riclassifiche di €15.932 milioni hanno riguardato per €15.699 milioni pozzi e impianti di sviluppo avviati in produzione nell'esercizio, in particolare per lo start-up di importanti progetti quali Kashagan in Kazakhstan, Goliat in Norvegia e del campo 'Mpungi nel blocco 15/06 in Angola.

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo</b>	<b>1.618</b>	<b>1.568</b>	<b>1.737</b>
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	373	550	282
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(267)	(501)	(109)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(314)	(30)	(276)
Cessioni		(4)	
Differenze cambio da conversione	158	154	50
<b>Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo</b>	<b>1.568</b>	<b>1.737</b>	<b>1.684</b>

*me*

82 352 / 564

	2014		2015		2016	
	(€ 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	392	7,85	368	5,32	16	1,05
- da 1 a 3 anni	756	15,07	634	11,14	609	10,25
- oltre 3 anni	420	12,87	735	18,97	1.059	21,55
	<b>1.568</b>	<b>35,79</b>	<b>1.737</b>	<b>35,43</b>	<b>1.684</b>	<b>32,85</b>
<b>Costi capitalizzati di pozzi sospesi</b>						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	392	7,85	368	5,32	9	0,55
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	1.043	21,90	228	4,13	251	3,51
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	133	6,04	1.141	25,98	1.424	28,79
	<b>1.568</b>	<b>35,79</b>	<b>1.737</b>	<b>35,43</b>	<b>1.684</b>	<b>32,85</b>

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)	Valore iniziale	Acquisizioni	Riprese di valore (svalutazioni) nette	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
<b>2015</b>						
Congo	1.214		(201)	(127)	135	1.021
Nigeria	823				85	908
Turkmenistan	524		(411)		52	165
Algeria	373		(386)	(22)	35	
USA	123			(20)	6	109
Egitto	35			(34)	8	9
	<b>3.092</b>		<b>(988)</b>	<b>(203)</b>	<b>321</b>	<b>2.222</b>
<b>2016</b>						
Congo	1.021		190		43	1.254
Nigeria	908				30	938
Turkmenistan	165			(31)	4	138
USA	109				4	113
Egitto	9	2		(4)		7
	<b>2.212</b>	<b>2</b>	<b>190</b>	<b>(35)</b>	<b>81</b>	<b>2.450</b>

Nel 2015 sono state registrate riprese di valore per €190 milioni per effetto del maggior valore d'uso del potenziale minerario (v. nota n. 19 - Svalutazione e riprese di valore di attività materiali e immateriali). Gli unproved mineral interest comprendono €932 milioni relativi al titolo ("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 €1.255 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.

Nell'ambito del procedimento in corso in Nigeria, il 27 gennaio 2017 l'Autorità inquirente - l'Economic and Financial Crime Commission (EFCC) - ha ottenuto dalla Alta Corte Federale di Abuja, sia per la quota Eni, sia per la quota Shell, un ordine di sequestro temporaneo del titolo minerario relativo all'OPL 245. Il provvedimento di sequestro è stato tempestivamente impugnato sia da Eni che da Shell. Il 17 marzo 2017, la Corte nigeriana ha revocato il provvedimento di sequestro. Non sussistono allo stato le condizioni per una rettifica di valore dell'asset. Non appena avuto notizie nel luglio 2014 dell'avvio di indagini in Italia sull'acquisizione dell'OPL 245, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza Eni hanno affidato ad un primario studio legale statunitense una verifica indipendente in relazione all'acquisizione del titolo minerario in oggetto. Tale verifica, che ha considerato anche le evidenze documentali rese disponibili dalle diverse Autorità giudiziarie, ha in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla predetta transazione. Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €17.480 milioni e €17.558 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2016.

82352/565

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (€21 milioni al 31 dicembre 2015) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €90 milioni (€96 milioni al 31 dicembre 2015).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €29 milioni (€26 milioni al 31 dicembre 2015) 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)	31.12.2015	31.12.2016
<b>Attività materiali lorde:</b>		
- Exploration & Production	154.064	165.559
- Gas & Power	6.169	6.276
- Refining & Marketing e Chimica	23.818	24.119
- Corporate e Altre Attività	1.854	1.886
- Rettifiche per utili interni	(656)	(568)
	<b>185.249</b>	<b>197.272</b>
<b>Fondo ammortamento e svalutazione:</b>		
- Exploration & Production	92.569	101.131
- Gas & Power	4.287	4.584
- Refining & Marketing e Chimica	19.154	19.477
- Corporate e Altre Attività	1.436	1.518
- Rettifiche per utili interni	(202)	(231)
	<b>117.244</b>	<b>126.479</b>
<b>Attività materiali nette:</b>		
- Exploration & Production	61.495	64.428
- Gas & Power	1.882	1.692
- Refining & Marketing e Chimica	4.664	4.642
- Corporate e Altre Attività	418	368
- Rettifiche per utili interni	(454)	(337)
	<b>68.005</b>	<b>70.793</b>

### Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo di €1.184 milioni (€909 milioni al 31 dicembre 2015), sono detenute da società italiane per €1.167 milioni (€893 milioni al 31 dicembre 2015) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

me

82352/566

## Attività immateriali

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Riprese di valore (svalutazioni) netto	Radiazioni	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica a discontinuati operations e ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>2015</b>											
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>											
- Diritti e potenziale esplorativo	1.081	8	(63)	(369)	(10)	102		(14)	735	2.195	1.460
- Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	479	8	(117)	(2)		(1)	(4)		363	2.499	2.136
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	285	26	(74)			1	(31)	69	276	1.407	1.131
- Accordi per servizi in concessione	32		(2)					2	32	51	19
- Immobilizzazioni in corso e acconti	179	54		(7)			(7)	(71)	148	153	5
- Altre attività immateriali	167	29	(47)	(5)		7	(1)	21	166	2.576	2.410
	<b>2.223</b>	<b>125</b>	<b>(303)</b>	<b>(363)</b>	<b>(10)</b>	<b>104</b>	<b>(43)</b>	<b>7</b>	<b>1.720</b>	<b>8.881</b>	<b>7.161</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>											
- Goodwill	2.197			(161)		34	(363)	(393)	1.314		
	<b>4.420</b>	<b>125</b>	<b>(303)</b>	<b>(544)</b>	<b>(10)</b>	<b>138</b>	<b>(406)</b>	<b>(386)</b>	<b>3.034</b>		
<b>2016</b>											
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>											
- Diritti e potenziale esplorativo	735	15	(18)	385	(61)	36			1.092	2.216	1.124
- Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	363	6	(113)					(1)	255	2.462	2.207
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	276	26	(81)					38	259	1.467	1.208
- Accordi per servizi in concessione	32	1	(2)						31	52	21
- Immobilizzazioni in corso e acconti	148	49						(49)	148	153	5
- Altre attività immateriali	166	16	(39)	4		(4)		21	164	2.599	2.435
	<b>1.720</b>	<b>113</b>	<b>(253)</b>	<b>389</b>	<b>(61)</b>	<b>32</b>		<b>9</b>	<b>1.949</b>	<b>8.949</b>	<b>7.000</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>											
- Goodwill	1.314					6			1.320		
	<b>3.034</b>	<b>113</b>	<b>(253)</b>	<b>389</b>	<b>(61)</b>	<b>38</b>		<b>9</b>	<b>3.269</b>		

I diritti esplorativi di €1.092 milioni (€735 milioni al 31 dicembre 2015) 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 unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il commitment del management. Le riprese di valore nette di €385 milioni (svalutazioni nette di €369 milioni nel 2015) si riferiscono a diritti esplorativi proved relativi a iniziative in Angola e in Congo (v. nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali). Le radiazioni di €61 milioni (€10 milioni nell'esercizio 2015) si riferiscono essenzialmente ad un diritto esplorativo unproved che è stato radiato a seguito dell'esito negativo di un progetto esplorativo in Angola.

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

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Diritti esplorativi proved	90	497
Diritti esplorativi unproved	61	579
Altri diritti esplorativi	34	16
	<b>735</b>	<b>1.092</b>

Le altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €255 milioni (€363 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €223 milioni (€323 milioni al 31 dicembre 2015) i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria e per €13 milioni (€15 milioni al 31 dicembre 2015) le concessioni di sfruttamento minerario.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €259 milioni (€276 milioni al 31 dicembre 2015) sono riferiti ad Eni SpA per €235 milioni (€250 milioni al 31 dicembre 2015) e riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Gli accordi per servizi in concessione di €31 milioni (€32 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano l'attività di distribuzione del gas all'estero.

No

82352/567

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €148 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2015) sono riferiti ad Eni SpA per €44 milioni (€49 milioni al 31 dicembre 2015) e riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €164 milioni (€166 milioni al 31 dicembre 2015) accolgono: (i) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte di Versalis SpA per €40 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2015); (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 €41 milioni (€49 milioni al 31 dicembre 2015).

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 e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2015:

(%)	
Diritti esplorativi	14 - 33
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Accordi per servizi in concessione	2 - 4
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Il saldo finale della voce goodwill di €1.320 milioni (€1.314 milioni al 31 dicembre 2015) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.524 milioni (€2.525 milioni al 31 dicembre 2015). Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
- Gas & Power	1.025	1.025
- Exploration & Production	196	202
- Refining & Marketing	93	93
	1.314	1.320

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

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

(€ milioni)	2015	2016
<b>Svalutazioni:</b>		
- attività materiali	(5.993)	(1.067)
- attività immateriali	(544)	
	(6.537)	(1.067)
<b>a dedurre:</b>		
- riprese di valore di attività materiali	3	1.153
- riprese di valore di attività immateriali		389
	(6.534)	475

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle attività materiali e immateriali, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine esterna, quali il confronto tra valore di libro dei net asset di Eni e la capitalizzazione di borsa, l'andamento atteso dello scenario prezzi/margini degli idrocarburi, l'evoluzione delle variabili monetarie (tassi di interesse/cambio, inflazione), il rischio Paese, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, ed interna, quali sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori. Nel caso di inversione nel trend delle variabili di scenario o di migliori performance industriali rispetto al comparative period, il management valuta se siano venuti meno i fattori alla base di precedenti svalutazioni.

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 – "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



82352/508

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 e applicando ai costi fissi l'incremento per l'inflazione attesa; (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. Dalla seconda metà del 2016, il mercato petrolifero ha registrato una ripresa grazie al migliore bilanciamento tra domanda e offerta globale di greggio, sostenuto dai tagli agli investimenti fatti dalle oil companies durante il downturn e dall'accordo di fine anno dei Paesi OPEC per ridurre l'output del greggio con l'adesione di importanti Paesi non-OPEC (in particolare la Russia). Rispetto ai minimi storici della prima parte dell'anno, il prezzo del greggio ha recuperato circa il 60% del valore. Sulla base di tale miglioramento nei fondamentali, il management di Eni ha rivisto al rialzo la previsione di prezzo del marker Brent di lungo termine a 70 \$/barile (in termini reali 2020), rispetto ai \$65 dell'esercizio 2015, sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2016 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 17/20. Inoltre alla data di bilancio, la capitalizzazione di borsa di Eni pari a €55,7 miliardi risultava superiore al valore di libro dei net asset consolidati di €53,1 miliardi, interrompendo un trend negativo che durava da due anni.

Infine il WACC 2016 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 decremento dello 0,1% a 6,4% rispetto al 2015 per effetto principalmente della riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni e della marginale riduzione del costo del debito, assorbiti dall'aumento del beta Eni. Il WACC della Chimica è diminuito di un punto percentuale al 9% per effetto del minore rischio Paese, considerato che le attività sono concentrate in Europa, e della riduzione del tasso privo di rischio. Infine il settore G&P ha registrato un aumento di 0,4 punti percentuali a 5,8% per effetto dell'accresciuto rischio Paese di alcune attività fuori Europa. I WACC adjusted 2016 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 adjusted sono compresi tra il 4,8% e il 15%.

Considerata la revisione al rialzo dello scenario Brent di lungo termine, sono state rilevate nel settore E&P riprese di valore di complessivi €1.440 milioni che riflettono il maggiore valore d'uso di un certo numero di asset Oil & Gas. Le principali riprese hanno riguardato una CGU che include unproved mineral interest per €190 milioni in particolare in Congo; bonus corrisposti per l'acquisizione di permessi esplorativi nei quali sono state rinvenute riserve certe per €395 milioni, in particolare in Angola, immobili, impianti e macchinari per €865 milioni, in particolare in Angola, USA, Algeria, Turkmenistan, Regno Unito e Norvegia. I WACC post-tax relativi alle riprese di valore superiori a €100 milioni relative a 2 CGU sono compresi in un range del 6% che si ridetermina rispettivamente nell'intervallo 9,64% - 18,13% pre-tax.

Le riprese di valore che corrispondono a circa il 28% delle svalutazioni effettuate nel 2015, sono state parzialmente compensate dalla rilevazione di svalutazioni di €740 milioni relative principalmente ad asset a gas in Italia a causa della revisione negativa dei prezzi del gas in considerazione del perdurare della debolezza della domanda e dell'eccesso di offerta nel mercato europeo del gas, nonché ad altre proprietà a causa di revisioni dei termini contrattuali, di revisioni negative delle riserve e dell'aumento del rischio Paese.

Le svalutazioni superiori a €100 milioni sono relative a 2 CGU con WACC post-tax compresi nel range 4,8% - 6,1% che si ridetermina nell'intervallo 7,9% - 25,86% pre-tax.

Le svalutazioni contabilizzate nella linea di business Refining & Marketing di €120 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 svalutazioni al netto delle riprese di valore per €81 milioni relative essenzialmente all'infrastruttura di trasporto gas GreenStream, a causa dell'aumento del tasso di sconto dovuto al rischio Paese, e alle navi metaniere.

1/16

## Note al bilancio

82352/569

In considerazione dei rischi e delle incertezze relativi all'evoluzione dello scenario petrolifero e dell'accresciuta instabilità finanziaria e politica di alcuni importanti Paesi dove sono localizzate le riserve Eni, il management ha verificato la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test attraverso l'analisi di sensitività della tenuta degli headroom delle CGU Oil & Gas ad un incremento del rischio Paese. Tale stress test ha riguardato le CGU in Egitto, Venezuela, Nigeria, Iraq e la Libia. Il valore d'uso degli asset Eni in tali Paesi è stato testato con un tasso di sconto superiore di 100 b.p. rispetto al caso base, che per i Paesi considerati si attesta di per sé su valori superiori al WACC medio Eni, evidenziando la sostanziale tenuta dell'headroom.

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

[€ milioni]	2015	2016
<b>Svalutazioni:</b>		
- Exploration & Production	4.682	740
- Gas & Power	153	167
- Refining & Marketing e Chimica	1.138	120
- Corporate e Altre Attività	20	40
	<b>5.993</b>	<b>1.067</b>
<b>Effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	1.837	216
- Gas & Power	38	35
- Refining & Marketing e Chimica	38	32
- Corporate e Altre Attività	2	
	<b>1.915</b>	<b>283</b>
<b>Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	2.845	524
- Gas & Power	115	132
- Refining & Marketing e Chimica	1.100	88
- Corporate e Altre Attività	18	40
	<b>4.078</b>	<b>784</b>

Le svalutazioni (riprese di valore) nette del settore Exploration & Production, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

[€ milioni]	2015	2016
<b>Svalutazioni (riprese di valore) nette:</b>		
- Svalutazioni di attività materiali	4.682	740
- Svalutazioni di attività immateriali	530	
- Riprese di valore di attività materiali		(1.055)
- Riprese di valore di attività immateriali		(385)
	<b>5.212</b>	<b>(700)</b>
<b>Effetto fiscale:</b>		
- Svalutazioni di attività materiali	1.837	216
- Svalutazioni di attività immateriali	106	
- Riprese di valore di attività materiali		(315)
- Riprese di valore di attività immateriali		(120)
	<b>1.949</b>	<b>(219)</b>
<b>Svalutazioni (riprese di valore) al netto del relativo effetto fiscale:</b>		
- Svalutazioni di attività materiali	2.845	524
- Svalutazioni di attività immateriali	424	
- Riprese di valore di attività materiali		(740)
- Riprese di valore di attività immateriali		(265)
	<b>3.269</b>	<b>(481)</b>

Me

82352/570

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Mercato Gas Italia	835	835
Mercato Gas Estero	190	190
- di cui Mercato Gas Europeo	188	188
	1.025	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 €188 milioni è quello riveniente dall'acquisizione delle società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) in Francia e Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio che costituiscono due CGU standalone. Anche in questo caso l'impairment review conferma i valori di libro delle due 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 4,5% per l'Italia e a circa il 5% 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 €1.461 milioni si azzerà al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 69% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 10 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 19%.

## 20 Partecipazioni

### Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
<b>2015</b>										
Partecipazioni in imprese controllate	196	8		66	(18)	(92)	15	17	(17)	175
Partecipazioni in joint venture	1.269	93	(8)	59	(60)	(28)		74	(124)	1.275
Partecipazioni in imprese collegate	1.707	124		25	(537)	(22)		168	(62)	1.403
	3.172	225	(8)	150	(615)	(142)	15	259	(203)	2.963
<b>2016</b>										
Partecipazioni in imprese controllate	175	8		10	(8)	(2)	5	5	(25)	168
Partecipazioni in joint venture	1.275	1.085		50	(208)	(45)	564	12	(58)	2.675
Partecipazioni in imprese collegate	1.403	63	(138)	17	(154)	(53)		29	30	1.197
	2.853	1.156	(138)	77	(370)	(100)	569	46	(53)	4.049

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €1.156 milioni riguardano per €1.069 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Saipem SpA (V. commento della variazione dell'area di consolidamento di questo paragrafo).

ne

Note al bilancio

82352/574

Le cessioni e i rimborsi di €138 milioni riguardano essenzialmente rimborsi di capitale riferiti per €130 milioni all'Angola LNG Ltd. Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di controllo dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di controllo dell'azionista
- PetroJunIn SA	29		40,00	30		40,00
- United Gas Derivatives Co	20	21	33,33	14	14	33,33
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	11	8	49,00	10	10	49,00
- Eni BTC Ltd	59	90	100,00	6		100,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	5	4	49,00	3	5	
- Unión Fenosa Gas SA		13	50,00	2		50,00
- PetroSucre SA			26,00		30	26,00
- Unimar Lic			50,00		16	50,00
- Altre	26	6		12	25	
	<b>150</b>	<b>142</b>		<b>77</b>	<b>100</b>	

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

(€ milioni)	31.12.2015		31.12.2016	
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di controllo dell'azionista	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di controllo dell'azionista
- Saipem SpA			144	30,76
- PetroSucre SA	66	26,00	92	26,00
- Angola LNG Ltd	469	13,60	62	13,60
- PetroBicentenario SA		40,00	26	40,00
- CARDÓN IV SA	4	50,00	20	50,00
- Matrca SpA	17	50,00	4	50,00
- Newco Tech SpA	5	81,59	4	80,00
- Unión Fenosa Gas SA	25	50,00		50,00
- Unimar Lic	7	50,00		50,00
- Westgasinvest Lic	1	50,01	3	50,01
- Altre	21		15	
	<b>615</b>		<b>370</b>	

Sulla base dell'esito dell'impairment test del progetto sottostante, è stato azzerato il valore di libro della partecipazione in PetroSucre e del credito per dividendi nei confronti della stessa (€65 milioni). Sulle iniziative PetroBicentenario e CARDÓN IV sono state rilevate perdite di esercizio pari rispettivamente a €26 milioni e €20 milioni. La minusvalenza della partecipata Angola LNG Ltd di €62 milioni (€469 milioni nel 2015) è riferita ai costi di pre-produzione e ai costi operativi di avvio dell'impianto nonché ad una svalutazione per impairment degli asset relativi all'impianto di liquefazione per €25 milioni; nel 2015 l'importo comprendeva una analoga svalutazione per €433 milioni in funzione della revisione al ribasso dello scenario dei prezzi delle commodity. La variazione dell'area di consolidamento di €569 milioni comprende l'initial recognition di €564 milioni relativa alla partecipazione mantenuta in Saipem SpA (ai quali si aggiungono €1.069 milioni di sottoscrizione dell'aumento di capitale sociale in quota Eni) dopo la perdita del controllo avvenuta il 22 gennaio 2016 con il perfezionamento della cessione a CDP Equity SpA del 12,503% del capitale sociale ordinario di Saipem in mano Eni e la contestuale entrata in vigore del patto di sindacato che stabilisce il controllo congiunto dei due soci sulla società e il conseguente deconsolidamento. La partecipazione mantenuta del 30,55% è stata classificata come interest in una joint venture valutata in base all'equity method. Il valore d'iscrizione iniziale della partecipazione è rappresentato dal fair value alla data della perdita di controllo pari al prezzo di borsa di €4,2 per azione. L'allineamento al fair value della partecipazione mantenuta, all'initial recognition, ha determinato una minusvalenza di conto economico di €441 milioni rilevata nel risultato di competenza delle discontinued operations dell'esercizio 2016. Alla data di bilancio il fair value della partecipazione, cioè la corrispondente frazione della capitalizzazione di borsa, è superiore al valore netto contabile della stessa nel bilancio Eni. Il management considerata la volatilità del mercato in cui opera Saipem ha comunque condotto delle analisi di ragionevolezza stimando il valore d'uso della partecipazione sulla base delle proiezioni di utili e cash flow elaborate da un panel di sell side analyst indipendenti. Tale elaborazione conferma la tenuta del valore di libro. Le differenze di cambio da conversione di €46 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (€47 milioni). Le altre variazioni negative di €53 milioni comprendono la svalutazione di Unión Fenosa Gas SA per €84 milioni dovuta alle minori prospettive di redditività. Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2016 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2016" che costituisce parte integrante delle presenti note.

me

82352/572

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

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di controllo dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di controllo dell'azionista
<b>Imprese controllate:</b>						
- Eni BTC Ltd	96	34.000.000	100,00	106	34.000.000	100,00
- Altre <sup>(*)</sup>	79			62		
	<b>175</b>			<b>168</b>		
<b>Imprese in Joint Venture:</b>						
- Saipem				1.497	3.087.679.689	30,76
- Unión Fenosa Gas SA	503	273.100	50,00	434	273.100	50,00
- Petro Junín SA	174	44.424.000	40,00	211	44.424.000	40,00
- CARDÓN IV SA	211	8.605	50,00	197	8.605	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	109	94.839.500	49,00	150	130.491.508	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	64	16.520.000	50,00	74	19.200.000	50,00
- Unimar Lic	57	50	50,00	42	50	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	43	35.652.008	49,00			
- PetroBicentenario SA	27	40.000	40,00		40.000	40,00
- Altre <sup>(*)</sup>	87			70		
	<b>1.275</b>			<b>2.675</b>		
<b>Imprese collegate:</b>						
- Angola LNG Ltd	1.019	1.591.200.000	13,60	916	1.551.760.000	13,60
- United Gas Derivatives Co	113	950.000	33,33	117	950.000	33,33
- Novamont SpA	77	6.667	25,00	77	6.667	25,00
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH			33,33	34	1	33,33
- PetroSucre SA	123	5.727.800	26,00		5.727.800	26,00
- Altre <sup>(*)</sup>	71			53		
	<b>1.403</b>			<b>1.197</b>		
	<b>2.853</b>			<b>4.040</b>		

(\*) 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 €100 milioni; le differenze sono riferite a Unión Fenosa Gas SA per €62 milioni e a Novamont SpA per €38 milioni. Tali eccedenze allo stato sono giustificate dalle prospettive delle società.

Al 31 dicembre 2016 il valore di mercato delle partecipazioni quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di controllo	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
- Saipem SpA	3.087.679.689	30,76	0,535	1.652

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di €151 milioni (€126 milioni al 31 dicembre 2015) riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	93	95
VIC CBM Ltd	10	34
Société Centrale Electrique du Congo SA	8	7
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV		7
PetroBicentenario SA		6
Polimeri Europa Elastomeres France SA	8	
Altre	7	2
	<b>126</b>	<b>151</b>

82352/573

## Altre partecipazioni

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al fair value	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
<b>2015</b>									
Imprese controllate	14	3				8	25	26	1
Imprese collegate	12				1	(3)	10	10	
Altre imprese:									
- valutate al fair value	1.744		(1.425)	49			368	368	
- valutate al costo	245		(10)		21	1	257	260	3
	<b>2.015</b>	<b>3</b>	<b>(1.435)</b>	<b>49</b>	<b>22</b>	<b>6</b>	<b>660</b>	<b>664</b>	<b>4</b>
<b>2016</b>									
Imprese controllate	25	5				(1)	29	30	1
Imprese collegate e in joint venture	10	3			(2)	(1)	10	10	
Altre imprese:									
- valutate al fair value	368		(368)						
- valutate al costo	257		(31)		6	5	237	240	3
	<b>660</b>	<b>8</b>	<b>(399)</b>		<b>4</b>	<b>3</b>	<b>276</b>	<b>280</b>	<b>4</b>

Le cessioni e i rimborsi delle partecipazioni valutate al fair value di €368 milioni riguardano la cessione del 2,22% di Snam SpA iscritta al valore di libro di €368 milioni avvenuta con due modalità: (i) esercizio del diritto di conversione da parte dei portatori delle obbligazioni convertibili relativo a 76.888.264 azioni ordinarie, pari a circa il 2,2% del capitale sociale, con un incasso di €332 milioni corrispondente al prezzo di conversione di €4,32 per azione e una minusvalenza da cessione a conto economico di €32 milioni; (ii) cessione sul mercato delle residue 792.619 azioni con un incasso di €4 milioni con una plusvalenza inferiore al milione di euro.

Il valore netto delle altre partecipazioni di €276 milioni (€660 milioni al 31 dicembre 2015) è riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di controllo dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di controllo dell'azionista
Imprese controllate(*)	25			29		
Imprese collegate	10			10		
Altre imprese:						
- Nigeria LNG Ltd	109	118.373	10,40	112	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	60	213.995.164	10,99	49	213.995.164	10,99
- Snam SpA	368	77.680.883	2,22			
- Altre(*)	88			76		
	<b>625</b>			<b>237</b>		
	<b>660</b>			<b>276</b>		

(\*) 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.

me

82352/574

## Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	949	1.785
Titoli strumentali all'attività operativa	77	75
	1.026	1.860

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €480 milioni (€347 milioni al 31 dicembre 2015):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Accantonamenti	Differenze di cambio da conversione	Valore al 31.12.2016
Fondo svalutazione crediti finanziari	347	121	12	480

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.785 milioni (€949 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.471 milioni), Gas & Power (€133 milioni) e Refining & Marketing e Chimica (€109 milioni). I finanziamenti sono concessi a società in joint venture e collegate per €1.350 milioni (€396 milioni al 31 dicembre 2015).

L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture CARDÓN IV SA (Eni 50%) in Venezuela che opera il giacimento a gas Perla. Rispetto al 2015, considerato il deterioramento della situazione finanziaria della società di Stato venezuelana PDVSA acquirente del gas prodotto da CARDÓN IV e la prosecuzione delle azioni di rifinanziamento del credito outstanding operate da Eni alla joint venture, il relativo credito finanziario strumentale all'attività operativa, è stato riclassificato tra le componenti non correnti e la relativa recuperabilità è stata valutata avendo riguardo all'impairment test del progetto industriale sottostante. Al 31 dicembre 2016 l'esposizione Eni verso la joint venture è pari a €1.054 milioni (€1.112 milioni al 31 dicembre 2015). Il credito matura interessi al libor +7% come previsto dallo shareholder loan in essere autorizzato dal Consiglio di Amministrazione Eni nell'ammontare massimo di \$1,5 miliardi. Il finanziamento sarà rimborsato attraverso i flussi di cassa generati dalla produzione di gas venduta alla società di Stato venezuelana PDVSA sulla base di un GSA con scadenza nel 2036. In considerazione della natura strumentale del credito finanziario erogato alla joint venture CARDÓN IV, in sostanza sostitutivo di equity, e dal fatto che la recuperabilità di tale credito dipende principalmente dall'esito dell'iniziativa mineraria, la valutazione di bilancio ha innanzitutto considerato il valore attuale del progetto nell'ambito dell'esercizio di impairment, attualizzato quindi con il WACC Eni che tiene conto del rischio industriale e del rischio Paese, confrontandolo con la somma dei valori di libro sia della partecipazione in CARDÓN IV sia del credito finanziario. Da tale confronto si determina un'eccedenza (headroom) del valore attuale rispetto a quello di libro complessivo della partecipazione e del credito finanziario. Inoltre, considerato il rischio controparte alla luce delle difficoltà finanziarie del Venezuela, il valore d'uso è stato sottoposto a stress test assumendo alternativamente: (i) il ritardo di due anni nei pagamenti delle forniture di gas alla joint venture da parte di PDVSA; (ii) l'incasso del solo 70% delle vendite di gas, quota oggetto di securitization; in entrambe queste ipotesi il valore d'uso si conferma superiore al valore di libro.

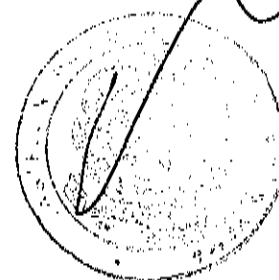
Gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti finanziari di €121 milioni riguardano per €93 milioni la svalutazione del credito verso la Matrica SpA (Eni 50%), la joint venture con Novamont per la produzione di prodotti chimici da fonti rinnovabili, per tener conto della capacità di rimborso in coerenza con la rischiosità dell'iniziativa.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.606 milioni (€649 milioni al 31 dicembre 2015).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.519 milioni (€623 milioni al 31 dicembre 2015).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.799 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,6% (0% e 2,7% al 31 dicembre 2015).

I titoli di €75 milioni (€77 milioni al 31 dicembre 2015) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €71 milioni da Stati sovrani (€70 milioni al 31 dicembre 2015) e per €4 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (€7 milioni al 31 dicembre 2015).



ha

Note al bilancio

82352/575

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	24	26	da 0,45 a 4,75	dal 2017 al 2025	Baa2	BBB-
Spagna	15	14	15	da 1,40 a 4,30	dal 2019 al 2020	Baa2	BBB+
Irlanda	9	8	9	da 4,40 a 4,50	dal 2018 al 2019	A3	A+
Islanda	3	3	3	2,50	2020	A3	BBB+
Polonia	3	2	3	4,20	2020	A2	BBB+
Slovenia	2	2	2	4,13	2020	Baa3	A
Belgio	2	2	2	1,40	2018	Aa3	AA
<i>Tasso variabile</i>							
Italia	11	11	11		dal 2018 al 2019	Baa2	BBB-
Mozambico	2	2	2		dal 2017 al 2019	Caa3	B-
<b>Totale Stati Sovrani</b>	<b>71</b>	<b>68</b>	<b>73</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>75</b>	<b>72</b>	<b>77</b>				

I titoli scadono tutti entro cinque anni (€1 milione oltre i cinque anni al 31 dicembre 2015).

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.

### Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €4.286 milioni (€3.355 milioni al 31 dicembre 2015).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2016
Attività per imposte anticipate	8.952	2.994	(1.208)	185	(1.511)	9.412
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	(5.099)	(667)	254	(80)	(30)	(5.622)
	<b>3.853</b>	<b>2.327</b>	<b>(954)</b>	<b>105</b>	<b>(1.541)</b>	<b>3.790</b>

Le attività per imposte anticipate sono riferite per €1.690 milioni (€1.911 milioni al 31 dicembre 2015) 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.

Gli incrementi del fondo svalutazione delle attività per imposte anticipate di €667 milioni comprendono la svalutazione delle imposte differite attive delle imprese italiane in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€433 milioni).

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.

*ME*



82352/576

**Altre attività non correnti**

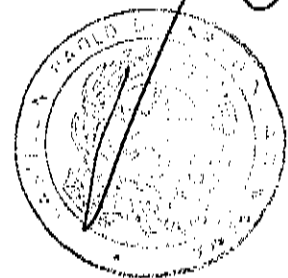
(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
<b>Attività per imposte correnti:</b>		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	44	73
- per interessi su crediti d'imposta	63	64
	<b>107</b>	<b>137</b>
- Amministrazioni finanziarie estere	287	365
	<b>394</b>	<b>502</b>
<b>Altri crediti:</b>		
- attività di disinvestimento	567	222
- altri	46	52
	<b>613</b>	<b>274</b>
Fair value su strumenti finanziari derivati	218	108
Altre attività	533	464
	<b>1.758</b>	<b>1.348</b>

I crediti per attività di disinvestimento di €222 milioni (€567 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono la quota a lungo termine di €166 milioni (€463 milioni al 31 dicembre 2015) del credito relativo alla cessione 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. Il rimborso della prima delle tre rate del credito è avvenuto nel quarto trimestre 2016 con il conseguimento del livello commerciale target di produzione concordato tra le parti. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 11 – Crediti commerciali e altri crediti.

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

Le altre attività di €464 milioni (€533 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €113 milioni (€277 milioni al 31 dicembre 2015) le quantità di gas non prelevate da Eni in esercizi pregressi fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay. Tale clausola prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato. Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearli al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. In applicazione di tale criterio contabile nell'esercizio 2016 è stata rilevata una svalutazione di €31 milioni. La riduzione del deferred cost rispetto al 2015 è dovuta alla riclassifica alle altre attività correnti in relazione ai volumi che si prevede di recuperare entro il 2017 (€133 milioni). La parte del deferred cost classificata nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. Nonostante il difficile outlook del mercato gas a causa della debolezza della domanda e dell'oversupply, il management prevede di completare il recupero dei volumi pre-pagati entro l'orizzonte di piano.

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



ne

82352/547

## Passività correnti

### Passività finanziarie a breve termine

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	4.962	2.738
Banche	142	155
Altri finanziatori	616	503
	<b>5.720</b>	<b>3.396</b>

Il decremento di €2.324 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente a rimborsi netti per €2.645 milioni e, in aumento, alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per €452 milioni.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €2.738 milioni (€4.962 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.750 milioni (€2.189 al 31 dicembre 2015) ed Eni Finance International SA per €988 milioni (€2.773 al 31 dicembre 2015).

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Euro	3.056	1.405
Dollaro USA	2.616	1.982
Altre valute	48	9
	<b>5.720</b>	<b>3.396</b>

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 0,6% e dello 0,9%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2016.

Al 31 dicembre 2016 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €41 milioni e €12.267 milioni (rispettivamente €40 milioni e €12.708 milioni al 31 dicembre 2015). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2016 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.

### Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Debiti commerciali	9.605	11.038
Acconti e anticipi	637	526
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.884	2.158
- altri debiti	2.816	2.981
	<b>4.700</b>	<b>5.139</b>
	<b>14.942</b>	<b>16.703</b>

L'incremento dei debiti commerciali di €1.433 milioni è riferito al settore Gas & Power per €985 milioni.

Gli acconti e anticipi di €526 milioni (€637 milioni al 31 dicembre 2015) sono riferiti alla linea di business Refining & Marketing per €263 milioni e al settore Exploration & Production per €153 milioni (rispettivamente €253 milioni e €71 milioni al 31 dicembre 2015).

Me

82 352 / 518

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
<b>Debiti per attività di investimento:</b>		
- fornitori per attività di investimento	1.544	1.835
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	283	219
- altri	57	104
	<b>1.884</b>	<b>2.158</b>
<b>Altri debiti:</b>		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	1.750	2.057
- personale	207	180
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	100	94
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	5	6
- altri	754	644
	<b>2.816</b>	<b>2.981</b>
	<b>4.700</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.

### Passività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Imprese italiane	65	97
Imprese estere	366	329
	<b>431</b>	<b>426</b>

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

### Passività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Accise e imposte di consumo	716	674
Altre imposte e tasse	738	659
	<b>1.454</b>	<b>1.293</b>

### Altre passività correnti

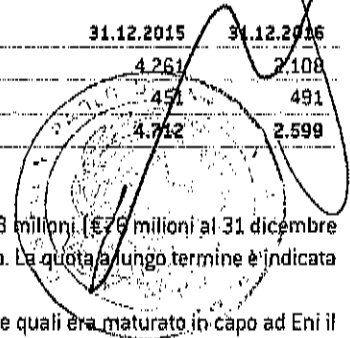
(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	4.261	2.108
Altre passività	451	491
	<b>4.712</b>	<b>2.599</b>

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

Le altre passività di €491 milioni (€451 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono la quota a breve termine di €73 milioni (€79 milioni al 31 dicembre 2015) relativa agli anticipi incassati dal partner 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.

Gli anticipi di €11 milioni al 31 dicembre 2015 ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per le quali era maturato in capo ad Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine sono stati recuperati per €10 milioni.

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



ha

82352/579

## Passività non correnti

## Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, si analizzano come segue:

(€ milioni)

Tipo	Scadenza	Valore al 31 dicembre			Scadenza					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	Totale
Banche	2017-2032	3.920	4.286	272	864	1.485	484	341	840	4.014
Obbligazioni ordinarie	2017-2043	17.608	19.003	2.959	1.168	2.503	2.422	940	9.011	16.044
Obbligazioni convertibili	2022	339	383						383	383
Altri finanziatori	2017-2031	206	171	48	48	50	3	3	19	123
		<b>22.073</b>	<b>23.843</b>	<b>3.279</b>	<b>2.080</b>	<b>4.038</b>	<b>2.909</b>	<b>1.284</b>	<b>10.253</b>	<b>20.564</b>

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €23.843 milioni (€22.073 milioni al 31 dicembre 2015) aumentano di €1.770 milioni essenzialmente per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €4.202 milioni e i rimborsi per €2.323 milioni nonché, in diminuzione, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €28 milioni.

Gli altri finanziatori di €171 milioni (€206 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €29 milioni operazioni di leasing finanziario (€26 milioni al 31 dicembre 2015).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc con condizioni similari a quelle previste dagli accordi di finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2016 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €2.127 milioni e a €1.953 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie di €19.003 milioni (€17.608 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.528 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €2.475 milioni.

me

82352/580

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
					da	a	da	a
<b>Società emittente</b>								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.500	15	1.515	EUR	2019		4,125	
Eni SpA	1.250	6	1.256	EUR	2017		4,750	
Eni SpA	1.200	17	1.217	EUR	2025		3,750	
Eni SpA	1.000	36	1.036	EUR	2020		4,250	
Eni SpA	1.000	31	1.031	EUR	2018		3,500	
Eni SpA	1.000	26	1.026	EUR	2029		3,625	
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR	2020		4,000	
Eni SpA	1.000	6	1.006	EUR	2026		1,500	
Eni SpA	1.000	6	1.006	EUR	2023		3,250	
Eni SpA	900	(7)	893	EUR	2024		0,625	
Eni SpA	800	1	801	EUR	2021		2,025	
Eni SpA	800	(3)	797	EUR	2028		1,625	
Eni SpA	750	13	763	EUR	2019		<del>2,250</del>	
Eni SpA	750	6	756	EUR	2024		1,750	
Eni SpA	700		700	EUR	2022		0,750	
Eni SpA	600	(6)	594	EUR	2028		1,125	
Eni Finance International SA	527	14	541	GBP	2018	2021	4,750	<del>4,125</del>
Eni Finance International SA	395	5	400	EUR	2017	2043	3,750	5,441
Eni Finance International SA	170	1	171	YEN	2019	2037	1,955	2,810
	<b>16.342</b>	<b>106</b>	<b>16.528</b>					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.109	10	1.119	EUR	2017		4,875	
Eni SpA	427	3	430	USD	2020		4,150	
Eni SpA	333		333	USD	2040		5,700	
Eni SpA	215	1	216	EUR	2017		variabile	
Eni USA Inc	379	(2)	377	USD	2027		7,300	
	<b>2.463</b>	<b>12</b>	<b>2.475</b>					
	<b>18.805</b>	<b>198</b>	<b>19.003</b>					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.724 milioni e riguardano Eni SpA per €3.622 milioni ed Eni Finance International SA per €102 milioni. Nel corso del 2016 Eni SpA ha emesso nuove obbligazioni ordinarie per €2.984 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
<b>Società emittente</b>						
Eni SpA	400	(17)	383	EUR	2022	0,000
	<b>400</b>	<b>(17)</b>	<b>383</b>			

Eni ha emesso un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd cash-settled call options).

82352/581

Le obbligazioni convertibili avranno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento.

Il prezzo iniziale di Conversione delle Obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni pari a €13,0535, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016.

Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Il prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA di €339 milioni al 31 dicembre 2015 è scaduto il 18 gennaio 2016 e per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti è stato regolato mediante consegna di 76.888.264 azioni ordinarie pari a circa il 2,20% del capitale sociale di Snam SpA. Le rimanenti obbligazioni, di ammontare complessivo pari a €3,4 milioni, per le quali non è stato esercitato il diritto di conversione, sono state rimborsate per cassa.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2015 (€ milioni)	Tasso medio (%)	31.12.2016 (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	19.623	3,2	21.545	2,7
Dollaro USA	1.660	5,0	1.587	5,2
Sterlina inglese	629	5,3	540	5,3
Yen giapponese	161	2,6	171	2,6
	22.073		23.843	

Al 31 dicembre 2016 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.236 milioni, di cui €700 milioni scadenti nel 2017 (€6.577 milioni al 31 dicembre 2015). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Al 31 dicembre 2016 non sono state utilizzate le linee di credito committed in essere presso le banche (€1 milione al 31 dicembre 2015), in considerazione delle riserve di liquidità mantenute da Eni.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2016 il programma risulta utilizzato per €16,3 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Stable per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €25.358 milioni (€23.899 milioni al 31 dicembre 2015) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Obbligazioni ordinarie	18.984	20.501
Obbligazioni convertibili	341	435
Banche	4.356	4.244
Altri finanziatori	218	178
	23.899	25.358

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,6% (0% e 2,7% al 31 dicembre 2015).

Al 31 dicembre 2016 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

82352/582

**Analisi dell'indebitamento finanziario netto**

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicata nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(£ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	5.209		5.209	5.674		5.674
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.028		5.028	6.166		6.166
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita				238		238
D. Liquidità (A+B+C)	10.237		10.237	12.078		12.078
E. Crediti finanziari	685		685	385		385
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	142		142	155		155
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	455	3.465	3.920	272	4.014	4.286
H. Prestiti obbligazionari	2.176	15.771	17.947	2.959	16.427	19.386
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	208		208	191		191
L. Altre passività finanziarie a breve termine	5.370		5.370	3.050		3.050
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	45	161	206	48	123	171
N. indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	8.396	19.397	27.793	6.675	20.564	27.239
D. indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(2.526)	19.397	16.871	(5.788)	20.564	14.776

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.166 milioni (€5.028 milioni al 31 dicembre 2015) si riferiscono ad Eni SpA per €6.062 milioni e ad Eni Insurance DAC per €104 milioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 9 – Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €238 milioni sono non strumentali all'attività operativa e si riferiscono alla società assicurativa di Gruppo Eni Insurance DAC. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di €75 milioni (€359 milioni al 31 dicembre 2015). L'incremento dei titoli non strumentali all'attività operativa e il decremento di quelli strumentali all'attività operativa comprendono la riclassifica di €282 dei titoli di Eni Insurance DAC determinata a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 10 – Attività finanziarie disponibili per la vendita.

I crediti finanziari di €385 milioni (€685 milioni al 31 dicembre 2015) sono a breve termine e non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per €158 milioni (€1.622 milioni al 31 dicembre 2015), di cui €28 milioni (€1.135 milioni al 31 dicembre 2015) concessi a società in joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. La diminuzione di €300 milioni comprende l'estinzione dei crediti relativi ai margini su contratti derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €457 milioni e, in aumento, la riclassifica dei crediti finanziari in essere al 31 dicembre 2015 di Eni Insurance DAC per €287 milioni a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Direttiva UE Solvency II in merito ai requisiti patrimoniali da rispettare per l'esercizio dell'attività assicurativa. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 10 – Attività finanziarie disponibili per la vendita.

**Fondi per rischi e oneri**

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	Utilizzati a fronte oneri	Utilizzati per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2016
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	8.998		(647)	297	(336)	(1)	55	63	8.419
Fondo rischi ambientali	2.737	235		8	(249)	(37)		(3)	2.691
Fondo rischi per contenziosi	1.725	177			(1.099)	(25)	1	175	954
Fondo per imposte	484	258			(30)	(2)	21	1	732
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	323	52			(184)			16	207
Fondo esodi agevolati	201	1		3	(13)	(8)		(8)	176
Fondo contratti onerosi	273	6		3	(103)	(6)	(7)	(1)	165
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	128	41				(11)	2	(7)	153
Fondo mutua assicurazione OIL	72	16							88
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	80	?			(16)	(11)	(2)		58
Fondo certificati verdi	190				(13)	(1)		(175)	1
Altri fondi(*)	164	213		1	(72)	(7)	4	(51)	252
	15.375	1.006	(647)	312	(2.115)	(109)	74		13.896

(\*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Ne

Note al bilancio

82352/583

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di €8.419 milioni rappresenta la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production (€7.901 milioni). Le revisioni negative di stima di €647 milioni sono dovute principalmente all'innalzamento della curva dei tassi di attualizzazione in particolare del dollaro USA e alla revisione dei costi di abbandono; questi decrementi sono stati parzialmente compensati dalle nuove obbligazioni per abbandono sorte nell'esercizio. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €297 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,01% e 5,8% (0,2% e 4,6% al 31 dicembre 2015). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 40 anni.

Il fondo rischi ambientali di €2.691 milioni accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste alla data di bilancio un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita a Syndial SpA per €2.211 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €364 milioni. Gli accantonamenti di €235 milioni riguardano Syndial SpA per €110 milioni e la linea di business Refining & Marketing per €99 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri di €249 milioni riguardano la linea di business Refining & Marketing per €124 milioni e Syndial SpA per €89 milioni. Il fondo rischi per contenziosi di €954 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Gas & Power per €546 milioni e nel settore Exploration & Production per €261 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi a fronte oneri rispettivamente di €177 milioni e €1.099 milioni sono riferiti principalmente al settore Gas & Power e sono relativi alla revisione del prezzo di somministrazione del gas ai long-term buyer anche in base alla definizione di lodi arbitrali. Le altre variazioni di €175 milioni riguardano la riclassifica al fondo rischi per contenziosi effettuata a seguito del contenzioso in essere tra EniPower e GSE sull'utilizzo dei certificati verdi per l'assolvimento degli obblighi in materia di inquinamento ambientale.

Il fondo per imposte di €732 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore Exploration & Production (€704 milioni).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di €207 milioni accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €147 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo esodi agevolati di €176 milioni è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

Il fondo per contratti onerosi di €165 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso ed accoglie in particolare le perdite attese dal mancato utilizzo di infrastrutture per il trasporto del gas e in relazione ad un progetto di rigassificazione non più economico.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di €153 milioni accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo mutua assicurazione OIL di €88 milioni accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di €58 milioni è riferito essenzialmente alla Innea di business Chimica (€32 milioni) e a Syndial SpA (€14 milioni).

## Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
TFR	281	298
Piani esteri a benefici definiti	533	276
FISDE e altri piani medici esteri	155	124
Altri fondi per benefici ai dipendenti	153	170
	<b>1.123</b>	<b>868</b>

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in



82352/586

quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

I piani esteri a benefici definiti sono relativi in particolare a fondi per piani pensione che riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria, in Germania e nel Regno Unito; la prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine, i premi di anzianità e il fondo gas. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di parametri di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura. Il fondo gas è un fondo pensione integrativo, istituito negli anni '70 e gestito dall'INPS, per i dipendenti del settore della distribuzione gas, tale fondo precedentemente considerato un piano a contributi definiti è diventato un piano a benefici definiti per effetto di una recente modifica normativa. La modifica normativa ha interessato anche Eni poiché ci sono risorse rivenienti dalla fusione per incorporazione della ex "Italgas Più" che erano iscritte al fondo gas.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2015					31.12.2016				
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	376	1.282	174	191	2.023	281	1.240	156	153	1.830
Costo corrente		41	2	54	97		28	2	56	86
Interessi passivi	6	41	3	1	51	6	34	3	1	44
Rivalutazioni:	(26)	(20)	(1)	(17)	(64)	19	22	(17)	1	25
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(5)			(5)	(2)	(2)	(1)	(2)	(7)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		4	2	(14)	(8)	11	30	(2)	2	41
- Effetto dell'esperienza passata	(26)	(19)	(3)	(3)	(51)	10	(6)	(14)	1	(9)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	(9)	(1)	13	3	3	(7)	2	(3)	1	(8)
Contributi al piano:		1		1	1		1		1	1
- Contributi dei dipendenti		1		1	1		1		1	1
Benefici pagati	(25)	(56)	(7)	(53)	(141)	(8)	(33)	(6)	(31)	(78)
Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	(52)	(181)	(23)	(41)	(297)					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	2	141	9	5	157	(390)	(16)	(7)	(41)	(413)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	281	1.240	156	153	1.830	298	895	124	170	1.487
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		710			710		707			707
Interessi attivi		24		24	24		20		20	20
Rendimento delle attività a servizio del piano		(11)		(11)	(11)		42		42	42
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							(3)			(3)
Spese amministrative pagate		(1)		(1)	(1)					
Contributi al piano:		42		42	42		25		25	25
- Contributi dei dipendenti		1		1	1		1		1	1
- Contributi del datore di lavoro		41		41	41		24		24	24
Benefici pagati		(24)		(24)	(24)		(19)		(19)	(19)
Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita		(86)		(86)	(86)					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		53		53	53		(153)			(153)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		707		707	707		619		619	619
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	281	533	156	153	1.123	298	276	124	170	868

Ne

82352/585

I piani esteri a benefici definiti di €276 milioni (€533 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano principalmente fondi per piani pensione per €184 milioni (€402 milioni al 31 dicembre 2015).

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €281 milioni e €60 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2016; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti €170 milioni (€153 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano: (i) piani a benefici definiti per €12 milioni riferiti al fondo gas (€11 milioni al 31 dicembre 2015); (ii) piani a benefici a lungo termine per €158 milioni (€142 milioni al 31 dicembre 2015) riferiti agli incentivi monetari differiti per €99 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2015), ai premi di anzianità per €28 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2015), al piano di incentivazione di lungo termine per €14 milioni (€6 milioni al 31 dicembre 2015) e agli altri piani a lungo termine per €17 milioni (€22 milioni al 31 dicembre 2015).

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
<b>2015</b>					
Costo corrente		41	2	54	97
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(9)	(1)	13	3
<b>Interessi passivi (attivi) netti:</b>					
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	41	3	1	51
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(24)			(24)
<b>Totale interessi passivi (attivi) netti</b>	<b>6</b>	<b>17</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>27</b>
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	17	3		26
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(17)	(17)
Altri costi/spese amministrative pagate		1			1
<b>Totale</b>	<b>6</b>	<b>50</b>	<b>4</b>	<b>51</b>	<b>111</b>
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		33	1	51	85
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	17	3		26
<b>2016</b>					
Costo corrente		28	2	56	86
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(4)	2	(3)	(5)
<b>Interessi passivi (attivi) netti:</b>					
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	34	3	1	44
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)			(20)
<b>Totale interessi passivi (attivi) netti</b>	<b>6</b>	<b>14</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>24</b>
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	14	3		23
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
<b>Totale</b>	<b>6</b>	<b>38</b>	<b>7</b>	<b>53</b>	<b>104</b>
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		24	4	53	81
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	14	3		23

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015				2016				
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
<b>Rivalutazioni:</b>									
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(5)		(5)	(2)	(2)	(1)	1	(4)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		4	2	6	11	30	(2)	1	40
- Effetto dell'esperienza passata	(26)	(19)	(3)	(48)	10	(6)	(14)		(10)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		11		11		(42)			(42)
	(26)	(9)	(1)	(36)	19	(20)	(17)	2	(16)

Me

82352/586

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività denunciate da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
<b>31.12.2015</b>									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	41	96	254	10	2	2	23	273	701
- con prezzi non quotati in mercati attivi							6		6
	41	96	254	10	2	2	29	273	707
<b>31.12.2016</b>									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	105	49	270	11	1	65	14	101	616
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	105	49	270	11	1	65	17	101	619

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dalle società di Eni, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
<b>2015</b>				
Tasso di sconto	(%)	2,0	0,8-15,3	2,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-13,3	
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-9,7	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24
<b>2016</b>				
Tasso di sconto	(%)	1,0	0,6-17,5	1,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0	1,0-15,0	
Tasso d'inflazione	(%)	1,0	0,6-13,5	1,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

	Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
<b>2015</b>					
Tasso di sconto	(%)	2,0	0,8-3,8	3,5-15,3	9,4-9,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,0	2,5-4,7	5,0-13,3	10,0
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,0	3,5-9,7	5,5-6,2
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21-22	22-24	13-15	13-24
<b>2016</b>					
Tasso di sconto	(%)	1,0-2,0	0,6-2,7	3,5-17,5	7,3-8,1
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,0-3,0	2,3-3,8	5,0-15,0	2,8-10,0
Tasso d'inflazione	(%)	1,0-1,8	0,6-3,4	3,5-13,5	5,0-5,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21-22	23-24	13-15	13-24

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie (rating AA), nei Paesi dove il mercato corrispondente è sufficientemente significativo, o i rendimenti di titoli di stato in caso contrario. Le tavole demografiche adottate sono quelle utilizzate nei singoli Paesi per l'elaborazione delle valutazioni IAS19. Il tasso di inflazione è coerente con il tasso di sconto adottato e determinato sulla base dell'inflazione implicita riscontrabile su titoli dei mercati finanziari.

ne

Note al bilancio

823527/584

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle penaloni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5	Incremento dello 0,5%
<b>31.12.2015</b>						
<b>Effetto sull'obbligazione (DBO)</b>						
TFR	(17)	18	12			
Piani esteri a benefici definiti	(25)	84	46	26		54
FISDE e altri piani medici esteri	(8)	9			9	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	2	1			
<b>31.12.2016</b>						
<b>Effetto sull'obbligazione (DBO)</b>						
TFR	(15)	16	10			
Piani esteri a benefici definiti	(57)	66	33	15		23
FISDE e altri piani medici esteri	(7)	8			8	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	2	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €87 milioni, di cui €52 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
<b>31.12.2015</b>				
2016	4	31	5	31
2017	5	33	5	37
2018	6	43	5	57
2019	8	34	5	2
2020	10	37	6	2
Oltre	248	355	130	47
<b>31.12.2016</b>				
2017	13	31	5	37
2018	14	44	5	59
2019	15	33	5	52
2020	17	33	5	3
2021	19	38	5	3
Oltre	220	97	99	42

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicata:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
<b>2015</b>					
Duration media ponderata	anni	12,0	16,5	14,1	4,3
<b>2016</b>					
Duration media ponderata	anni	10,3	17,9	13,9	3,4

Me

82 352 / 588

## Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €4.286 milioni (€3.355 milioni al 31 dicembre 2015).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2016
	7.425	1.796	(1.486)	229	(1.297)	6.667

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Passività per imposte differite	10.780	10.953
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.355)	(4.286)
	7.425	6.667
Attività per imposte anticipate non compensabili	(3.853)	(3.790)
<b>Passività per imposte differite nette</b>	<b>3.572</b>	<b>2.877</b>

Le passività nette per imposte differite di €2.877 milioni (€3.572 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato: (i) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (€57 milioni di imposte differite); (ii) alla rivalutazione di piani a benefici definiti ai dipendenti (€13 milioni di imposte differite); (iii) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita (€1 milione di imposte differite).

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2016
<b>Passività per imposte differite</b>						
- ammortamenti eccedenti	8.424	1.527	(583)	168	(637)	8.899
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	1.150	114	(207)	42	170	1.269
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	644		(171)	20	(145)	348
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	46	41	(?)	1		81
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	77		(9)	1	(53)	16
- altre	439	114	(509)	(3)	299	340
	<b>10.780</b>	<b>1.796</b>	<b>(1.486)</b>	<b>229</b>	<b>(366)</b>	<b>10.953</b>
<b>Attività per imposte anticipate - Lordo</b>						
- perdite fiscali portate a nuovo	(3.598)	(1.377)	95	(88)	246	(4.722)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.415)	(768)	186	5	111	(2.881)
- ammortamenti non deducibili	(2.195)	(253)	140	(63)	111	(2.260)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.380)	(370)	337			(1.413)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(902)	(121)	224	(2)	(105)	(906)
- benefici ai dipendenti	(171)	(33)	16		25	(163)
- utili infragruppo	(257)		3	2	184	(118)
- altre	(1.389)	(72)	207	(39)	58	(1.236)
	<b>(12.307)</b>	<b>(2.994)</b>	<b>1.208</b>	<b>(185)</b>	<b>580</b>	<b>(13.008)</b>
<b>Fondo svalutazione attività per imposte anticipate</b>	<b>5.099</b>	<b>667</b>	<b>(254)</b>	<b>80</b>	<b>30</b>	<b>5.622</b>
	<b>(7.208)</b>	<b>(2.327)</b>	<b>954</b>	<b>(105)</b>	<b>610</b>	<b>(8.076)</b>
<b>Passività nette per imposte differite</b>	<b>3.572</b>	<b>(531)</b>	<b>(532)</b>	<b>124</b>	<b>244</b>	<b>2.877</b>

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde ad un'aliquota del 24% per le imprese italiane e ad un'aliquota media del 36% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a €16.478 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €13.083 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €9.889 milioni e a società estere per €6.589 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €2.330 milioni e €2.392 milioni.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate di €5.622 milioni è riferito a società italiane per €4.020 milioni e a società estere per €1.602 milioni.

he

82352 / 589

## Altre passività non correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	98	161
Passività per imposte sul reddito	23	35
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	29	9
Depositi cauzionali	267	265
Altri debiti	81	51
Altre passività	1.354	1.247
	<b>1.852</b>	<b>1.768</b>

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

I depositi cauzionali di €265 milioni (€267 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano per €224 milioni (€232 milioni al 31 dicembre 2015) depositi ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica.

Le altre passività di €1.247 milioni (€1.354 milioni al 31 dicembre 2015) comprendono la quota a lungo termine di €664 milioni (€736 milioni al 31 dicembre 2015) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 28 – Altre passività correnti.

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

## Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
<b>Contratti derivati non di copertura</b>						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	223	311	2	188	268	2
- Interest currency swap	97	33	2	38	83	2
- Outright	7	2	2	17	15	2
	<b>327</b>	<b>346</b>		<b>243</b>	<b>366</b>	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	30	20	2	10	12	2
	<b>30</b>	<b>20</b>		<b>10</b>	<b>12</b>	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	1.586	1.483	1	624	611	2
- Over the counter	550	491	2	133	120	1
- Opzioni					1	2
- Altro				4	5	2
	<b>2.136</b>	<b>1.974</b>		<b>761</b>	<b>737</b>	
	<b>2.493</b>	<b>2.340</b>		<b>1.014</b>	<b>1.115</b>	
<b>Contratti derivati di negoziazione</b>						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	2.647	3.054	2	1.495	1.490	2
- Future	409	559	1	561	574	1
- Opzioni	153	176	2	211	157	2
	<b>3.209</b>	<b>3.789</b>		<b>2.267</b>	<b>2.221</b>	
<b>Contratti derivati cash flow hedge</b>						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	19	614	2	309	150	2
- Future	107		1	1	18	1
	<b>126</b>	<b>614</b>		<b>310</b>	<b>168</b>	
<b>Contratti derivati impliciti</b>						
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili		26	2	46	46	2
<b>Totale contratti derivati lordi</b>	<b>5.848</b>	<b>6.769</b>		<b>3.637</b>	<b>3.550</b>	
Compensazione	(2.410)	(2.410)		(1.281)	(1.281)	
<b>Totale contratti derivati netti</b>	<b>3.438</b>	<b>4.359</b>		<b>2.356</b>	<b>2.269</b>	
<b>Di cui:</b>						
- correnti	3.220	4.261		2.248	2.108	
- non correnti	218	98		108	161	

De

32352/590

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda operazioni sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 36 – Patrimonio netto e n. 40 – Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili di €46 milioni riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibile di €26 milioni al 31 dicembre 2015 erano relative al prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam scaduto in data 18 gennaio 2016. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine.

Nel corso dell'esercizio 2016 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

## 55 Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

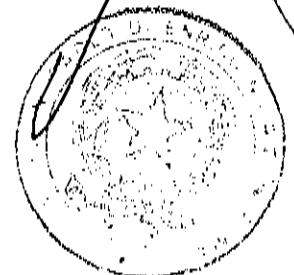
### Discontinued operations

#### Saipem

Il 22 gennaio 2016, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano SpA) della partecipazione nel capitale di Saipem SpA composta da n. 55.176.364 azioni ordinarie, pari al 12,503% del capitale della società al prezzo unitario di €8,3956 per azione per il corrispettivo complessivo di €463 milioni. Alla stessa data è entrato in vigore il patto parasociale tra Eni e CDP Equity che realizza il controllo congiunto di Saipem con il conseguente deconsolidamento dai conti Eni e valutazione con il metodo del patrimonio netto. Alla data di perdita del controllo (22 gennaio 2016) la partecipazione residua nella ex-controllata pari a circa il 30,42% è stata allineata al prezzo di borsa dell'azione di Saipem alla data del closing pari a €4,2 per azione corrispondenti a un valore di carico complessivo di €564 milioni e una minusvalenza di conto economico di €441 milioni (derivante dal raffronto con il valore di carico alla data di bilancio 2015).

#### Versalis

Per effetto dell'interruzione delle trattative con il fondo statunitense SK Capital che aveva manifestato l'interesse a rilevare il 70% di Versalis SpA, il settore chimico di Eni cessa di essere rappresentato come attività destinata alla vendita in base allo IFRS 5. Sulla base di tale sviluppo i conti consolidati Eni dell'esercizio 2016 sono stati elaborati valutando i risultati del business Chimica nell'ottica delle continuing operations. La revoca del trattamento contabile del business come attività in discontinued operations ha efficacia retroattiva alla data di classificazione iniziale, 31 dicembre 2015, come se la stessa non fosse mai stata applicata. Pertanto i saldi iniziali della situazione contabile annuale al 31 dicembre 2016 sono stati riesposti per riflettere il ripristino del criterio dell'uso continuativo nella valutazione di Versalis con allineamento del valore d'iscrizione al valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il valore d'uso e il fair value, dedotti gli oneri di vendita, in luogo della valutazione ex IFRS 5 che prevedeva il minore tra il valore di iscrizione e il fair value, dedotti gli oneri di vendita. Il management ha stimato il valore d'uso dell'attivo fisso afferente le business unit di Versalis attraverso l'identificazione di un'unica CGU in coerenza con l'assunzione del piano quadriennale Eni 2016-2019 in vigore al 31 dicembre 2015 di considerare Versalis come un unico complesso integrato ai fini del suo realizzo/valorizzazione. I flussi di cassa del piano industriale di Versalis standalone sono stati attualizzati a un costo che tiene conto della volatilità dei risultati espressa da un campione di società chimiche comparabili a Versalis, determinando un beta autonomo rispetto a quello di Eni in analogia a quanto fatto per il settore Gas & Power (per maggiori informazioni si veda la nota n. 16 – Immobili, impianti e macchinari). Tale modifica nella valutazione di Versalis ha avuto un effetto d'incremento di €294 milioni del saldo iniziale del patrimonio netto consolidato di Eni, mentre è neutro sulla posizione finanziaria netta.



Ne

82352/591

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al netto delle partite intercompany.

**Salpem**

(€ milioni)	2014	2015	2016
Totale ricavi	11.644	10.277	
Costi operativi	12.731	12.199	
Risultato operativo	(1.087)	(1.922)	
Proventi (oneri) finanziari	116	60	
Proventi (oneri) su partecipazioni	24	30	(413)
Risultato ante imposte	(947)	(1.832)	(413)
Imposte sul reddito	(2)	(142)	
Risultato netto	(949)	(1.974)	(413)
- di cui azionisti Eni	(417)	(826)	(413)
- di cui interessenze di terzi	(532)	(1.148)	
Risultato netto per azione	(0,12)	(0,23)	(0,12)
	[ammontari in € per azione]		
Flusso di cassa netto da attività operativa	273	(1.226)	
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(684)	(456)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	126	(57)	
Investimenti tecnici	694	561	

La perdita netta relativa all'esercizio 2016 è riferita: (i) alla minusvalenza da allineamento al prezzo di borsa delle azioni residue Saipem alla data di perdita del controllo (22 gennaio 2016) per €441 milioni; (ii) al provento netto per il realizzo della riserva per differenze cambio da conversione e della riserva per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge per €28 milioni.

**Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili**

Le attività destinate alla vendita di €14 milioni riguardano attività materiali e partecipazioni.

Le cessioni avvenute nel corso del 2016, con incasso complessivo di €69 milioni, hanno riguardato la cessione al gruppo MOL, gruppo Oil & Gas ungherese, del 100% delle società consolidate Eni Slovenija doo e Eni Hungaria Zrt che operano nelle attività di commercializzazione rete ed extrarete di carburanti in Slovenia e in Ungheria.

Maggiori informazioni sono riportate alle note n. 37 – Altre informazioni – Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario e n. 42 – Proventi (oneri) su partecipazioni.

**Patrimonio netto****Interessenze di terzi**

(€ milioni)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2015	2016	31.12.2015	31.12.2016
Saipem SpA	(600)		1.872	
Altre	5	7	44	49
	(595)	7	1.916	49

**Patrimonio netto di Eni**

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(474)	189
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	8	4
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(101)	(112)
Altre riserve	180	211
Riserva per differenze cambio da conversione	9.129	10.319
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	51.985	40.367
Acconto sul dividendo	(1.440)	(1.441)
Utile (perdita) dell'esercizio	(8.778)	(1.464)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	20	
	55.493	53.037

me



82 352 / 592

**Capitale sociale**

Al 31 dicembre 2016, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2015).

Il 12 maggio 2016, l'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,40 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2015 di €0,40 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 25 maggio 2016, con data di stacco il 23 maggio 2016 e record date il 24 maggio 2016. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2015 ammonta perciò a €0,80.

**Riserva legale**

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

**Riserva per acquisto di azioni proprie**

La riserva per acquisto di azioni proprie di €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2015) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti.

**Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti**

Le riserve per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e per piani a benefici definiti per i dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
<b>Riserva al 31 dicembre 2014</b>	<b>(384)</b>	<b>100</b>	<b>(284)</b>	<b>13</b>	<b>(2)</b>	<b>11</b>	<b>(154)</b>	<b>32</b>	<b>(122)</b>	<b>(525)</b>	<b>130</b>	<b>(395)</b>
Variazione dell'esercizio 2015	(439)	108	(331)	(4)	1	(3)	34	(20)	14	(409)	89	(320)
Riclassifica a discontinued operations	5	(1)	4				10	(2)	8	15	(3)	12
Differenze cambio							(1)		(1)	(1)		(1)
Rigiro dell'esercizio 2015	181	(44)	137							181	(44)	137
<b>Riserva al 31 dicembre 2015</b>	<b>(637)</b>	<b>163</b>	<b>(474)</b>	<b>9</b>	<b>(1)</b>	<b>8</b>	<b>(111)</b>	<b>10</b>	<b>(101)</b>	<b>(739)</b>	<b>172</b>	<b>(567)</b>
Variazione dell'esercizio 2016	360	(90)	270	(3)		(3)	16	(35)	(19)	373	(125)	248
Differenze cambio							(4)	12	8	(4)	12	8
Rigiro dell'esercizio 2016	523	(130)	393	(1)		(1)				522	(130)	392
<b>Riserva al 31 dicembre 2016</b>	<b>246</b>	<b>(57)</b>	<b>189</b>	<b>5</b>	<b>(1)</b>	<b>4</b>	<b>(99)</b>	<b>(13)</b>	<b>(112)</b>	<b>152</b>	<b>(71)</b>	<b>81</b>

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale di €4 milioni (€8 milioni al 31 dicembre 2015) è riferita alla valutazione al fair value di titoli.

**Altre riserve**

Le altre riserve di €211 milioni (€180 milioni al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2015);
- per €63 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2015);
- per €21 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negativa per €11 milioni al 31 dicembre 2015);
- per €4 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 48,55% di interessenze di terzi relative a Tigáz Art. (€5 milioni per l'acquisto del 47,60% al 31 dicembre 2015);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,99% di interessenze di terzi relative ad Alkergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2015).

**Riserva per differenze cambio**

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Ne

82352/593

**Azioni proprie**

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2015) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (stesso ammontare al 31 dicembre 2015) possedute da Eni SpA.

**Acconto sul dividendo**

L'acconto sul dividendo di €1.441 milioni riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di €0,40 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola, deliberato il 15 settembre 2016 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 21 settembre 2016 con data di stacco cedola fissata al 19 settembre 2016.

**Riserve distribuibili**

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2016 comprende riserve distribuibili per circa €48,2 miliardi.

**Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati**

€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2015	2016	31.12.2015	31.12.2016
<b>Come da bilancio di esercizio di Eni SpA</b>	<b>2.183</b>	<b>4.521</b>	<b>39.562</b>	<b>41.935</b>
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(10.778)	(5.480)	18.508	12.384
<b>Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:</b>				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(58)	(44)	308	240
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(523)	(188)	1.137	461
- eliminazione di utili infragruppo	96	(56)	(1.219)	(801)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(270)	(210)	(880)	(1.133)
- altre rettifiche	(23)	(7)	(7)	
	<b>(9.373)</b>	<b>(1.457)</b>	<b>57.409</b>	<b>53.086</b>
Interessenze di terzi	595	(7)	(1.916)	(49)
<b>Come da bilancio consolidato</b>	<b>(8.778)</b>	<b>(1.464)</b>	<b>55.493</b>	<b>53.037</b>

**Altre informazioni**

**Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario**

€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti</b>			
Attività correnti		96	
Attività non correnti		265	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(19)	
Passività correnti e non correnti		(291)	
<b>Effetto netto degli investimenti</b>		<b>51</b>	
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(15)	
<b>Totale prezzo di acquisto</b>		<b>36</b>	
a dedurre:			
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>			
<b>Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</b>		<b>36</b>	
<b>Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti</b>			
Attività correnti	5	44	6.526
Attività non correnti	2	125	8.615
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(77)	(5.415)
Passività correnti e non correnti	(2)	(45)	(6.334)
<b>Effetto netto dei disinvestimenti</b>	<b>5</b>	<b>47</b>	<b>3.392</b>
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		(34)	7
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo			(1.006)
<b>Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti</b>	<b>(5)</b>	<b>66</b>	<b>11</b>
Interessenze di terzi			(1.872)
<b>Totale prezzo di vendita</b>		<b>79</b>	<b>532</b>
a dedurre:			
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>			
<b>Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute</b>		<b>73</b>	<b>(362)</b>

82352.694

I disinvestimenti 2016 riguardano: (i) la cessione del controllo (12,503%) di Saipem SpA a CDP Equity con un incasso di €463 milioni, esposto al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti del gruppo Saipem di €889 milioni (come richiesto dallo IAS7). Per effetto della rappresentazione di Saipem come discontinued operations nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2015, tali disponibilità liquide ed equivalenti sono state portate in riconciliazione nel rendiconto finanziario 2015 e 2016, al fine di rappresentare le disponibilità liquide ed equivalenti di Eni escluse quelle riferibili alle discontinued operations; (ii) la cessione del 100% delle società consolidate Eni Slovenija doo ed Eni Hungaria Zrt, che operano nelle attività di commercializzazione rete ed extrarete di carburanti rispettivamente in Slovenia e Ungheria, con un incasso di €69 milioni e disponibilità liquide ed equivalenti cedute di €5 milioni.

82352/595

**Garanzie, impegni e rischi**

**Garanzie**

[€ milioni]	31.12.2015			31.12.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
<b>Garanzie Eni</b>						
Imprese controllate consolidate		7.929	7.929		5.869	5.869
Imprese controllate non consolidate		113	113		246	246
Imprese in joint operation consolidate		6	6			
Imprese in joint venture e collegate	6.122	75	6.197	6.124	2.112	8.236
Altri	?	216	223		202	202
	<b>6.129</b>	<b>8.339</b>	<b>14.468</b>	<b>6.124</b>	<b>8.429</b>	<b>14.553</b>
<b>Garanzie Ingegneria &amp; Costruzione</b>						
Imprese controllate consolidate		3.349	3.349			
Imprese in joint venture e collegate	150	68	218			
	<b>150</b>	<b>3.417</b>	<b>3.567</b>			
	<b>6.279</b>	<b>11.756</b>	<b>18.035</b>	<b>6.124</b>	<b>8.429</b>	<b>14.553</b>

**Garanzie Eni**

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di €5.869 milioni (€7.929 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.965 milioni (€4.381 milioni al 31 dicembre 2015). Il decremento di €2.416 milioni comprende la riclassifica ad imprese in joint venture e collegate delle garanzie rilasciate nell'interesse del gruppo Saipem per €2.483 milioni al 31 dicembre 2015; (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.380 milioni (€1.310 milioni al 31 dicembre 2015); (iii) la garanzia bancaria di €1.010 milioni rilasciata a GasTerra al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016; (iv) rischi assicurativi per €141 milioni che Eni ha riassicurato (€140 milioni al 31 dicembre 2015). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €5.785 milioni (€7.808 milioni al 31 dicembre 2015).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €246 milioni (€113 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €240 milioni (€102 milioni al 31 dicembre 2015). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €53 milioni (€113 milioni al 31 dicembre 2015).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €8.236 milioni (€6.197 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2015) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (Saipem 50,36%); a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluso il gruppo Saipem, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.205 milioni interamente rilasciati nell'interesse del gruppo Saipem; (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €82 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2015). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €2.109 milioni (€72 milioni al 31 dicembre 2015).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €202 milioni (€223 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano principalmente la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €193 milioni (€187 milioni al 31 dicembre 2015). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €202 milioni (€214 milioni al 31 dicembre 2015).

**Impegni e rischi**

[€ milioni]	31.12.2015	31.12.2016
Impegni	21.241	20.682
Rischi	422	605
	<b>21.663</b>	<b>21.287</b>

*me*

82352/596

Gli impegni di €20.682 milioni (€21.241 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €12.415 milioni (€12.794 milioni al 31 dicembre 2015); (ii) gli impegni assunti dal settore Exploration & Production a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito di progetti di sviluppo in Angola e in Ghana per €4.344 milioni per una durata compresa tra i 14 e i 16 anni (€4.364 milioni al 31 dicembre 2015); (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti rispettivamente della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031) e della società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della relativa capacità di rigassificazione del terminale per 5,8 miliardi di metri cubi/anno per un termine analogo. Tali impegni contrattuali stimati rispettivamente in €2.541 milioni e €1.156 milioni (€2.590 milioni e €1.191 milioni al 31 dicembre 2015) sono valorizzati nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €129 milioni (€133 milioni al 31 dicembre 2015); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di €605 milioni (€422 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €334 milioni (€326 milioni al 31 dicembre 2015); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €271 milioni (€96 milioni al 31 dicembre 2015).

**Impegni non quantificabili**

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto CARDÓN IV SA (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinata secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa \$16 miliardi (€15,2 miliardi), pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

**Gestione dei rischi finanziari**

**Rischi finanziari**

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

**Rischio di mercato**

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Linee di Business di Eni SpA Consociate) alla linea di business Midstream che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classi-

*Handwritten signature*

82352/594

ficata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzati il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

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

Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

#### Rischio di mercato - Tasso di cambio

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

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

#### Rischio di mercato - Tasso d'interesse

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

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il

82 352 / 598

bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici.

Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

#### Rischio di mercato - Commodity

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

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Linee di Business trasferiscono all'unità di Portfolio Management il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

#### Rischio di mercato - Liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziaria investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito. L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso degli esercizi 2014-2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2016 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2015) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione). Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

Ne

82 352 / 599

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

(€ milioni)	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse <sup>(a)</sup>	6,21	2,45	4,06	4,40	5,27	2,55	3,62	3,42
Tasso di cambio <sup>(a)</sup>	0,52	0,05	0,13	0,13	0,34	0,04	0,14	0,17

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali <sup>(a)</sup>	61,91	3,37	26,82	3,37	19,03	4,23	10,24	9,41
Trading <sup>(b)</sup>	4,07	0,40	1,38	0,55	2,58	0,27	0,87	1,35

(a) Il perimetro consiste nella Linea di Business Midstream (esposizioni originanti dalle aree Gas & Power e Refining & Marketing), Versalis, Eni Trading & Shipping portafoglio commerciale e consociate estere delle Linee di Business operative. Per quanto riguarda Midstream a partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di Midstream nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading &amp; Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&amp;S Inc (Houston).

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

(€ milioni)	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica <sup>(a)</sup>	0,31	0,25	0,29	0,25	0,42	0,23	0,35	0,35

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

### Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

### Rischio di liquidità

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

L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage), (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio-lungo termine sull'indebitamento totale, (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (ii) fronteggiare fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni); (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

ME



82352/600

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

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2016 il programma risulta utilizzato per €16,3 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Stable per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel 2016 sono stati emessi bond per €3,0 miliardi nell'ambito del programma EMTN e un bond equity linked di €0,4 miliardi.

Al 31 dicembre 2016, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.308 milioni di cui €41 milioni committed. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €6.236 milioni, di cui €700 milioni scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

#### Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	
<b>31.12.2015</b>							
Passività finanziarie a lungo termine	2.336	3.013	2.038	3.827	2.599	8.001	21.814
Passività finanziarie a breve termine	5.720						5.720
Passività per strumenti finanziari derivati	4.261	56	1	33		8	4.359
	<b>12.317</b>	<b>3.069</b>	<b>2.039</b>	<b>3.860</b>	<b>2.599</b>	<b>8.009</b>	<b>31.893</b>
Interessi su debiti finanziari	737	654	525	453	354	1.673	4.396
Garanzie finanziarie	169						169

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
<b>31.12.2016</b>							
Passività finanziarie a lungo termine	2.988	2.090	4.044	2.914	1.285	10.332	23.653
Passività finanziarie a breve termine	3.396						3.396
Passività per strumenti finanziari derivati	2.108	36	76		46	3	2.269
	<b>8.492</b>	<b>2.126</b>	<b>4.120</b>	<b>2.914</b>	<b>1.331</b>	<b>10.335</b>	<b>29.348</b>
Interessi su debiti finanziari	696	557	486	386	277	1.605	4.067
Garanzie finanziarie	84						84

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2016	2017-2020	Oltre	
<b>31.12.2015</b>				
Debiti commerciali		9.605		9.605
Altri debiti e anticipi	5.337	58	23	5.418
	<b>14.942</b>	<b>58</b>	<b>23</b>	<b>15.023</b>
(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2017	2018-2021	Oltre	
<b>31.12.2016</b>				
Debiti commerciali		11.038		11.038
Altri debiti e anticipi	5.665	29	22	5.716
	<b>16.703</b>	<b>29</b>	<b>22</b>	<b>16.754</b>

82352 / 1001

**Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali**

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili <sup>(a)</sup>	593	353	257	231	199	785	2.418
Costi di abbandono e ripristino siti <sup>(b)</sup>	253	580	417	400	184	14.447	16.281
Costi relativi a fondi ambientali	281	249	255	202	71	1.631	2.689
Impegni di acquisto <sup>(c)</sup>	10.091	9.265	9.511	8.839	7.961	73.758	120.225
- Gas							
Take-or-pay	8.429	7.912	8.277	7.916	7.312	70.851	110.697
Ship-or-pay	1.569	1.053	943	724	478	1.853	6.620
- Altri impegni di acquisto con clausola take-or-pay e ship-or-pay	114	105	101	95	80	228	724
- Altri impegni di acquisto <sup>(d)</sup>	779	195	190	103	91	826	2.184
Altri impegni	9	3	2	2	2	111	129
- Memorandum di intenti Val d'Agri	9	3	2	2	2	111	129
	12.027	10.450	10.442	9.674	8.417	90.792	141.742

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(d) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per € 1.226 milioni.

**Impegni per investimenti**

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di € 31,5 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2017	2018	2019	2020	Oltre	
Impegni per investimenti committed	6.733	6.679	4.218	2.441	3.685	23.756

me

82352/602

**Altre informazioni sugli strumenti finanziari**

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

€ milioni	2015			2016		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
<b>Strumenti finanziari di negoziazione:</b>						
- Titoli <sup>(a)</sup>	5.028	3		6.166	(21)	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading <sup>(b)</sup>	(921)	(327)		87	(465)	
<b>Strumenti finanziari da detenere sino alla scadenza:</b>						
- Titoli <sup>(a)</sup>	77	1		75		
<b>Strumenti finanziari disponibili per la vendita:</b>						
- Titoli <sup>(a)</sup>	282	8	(4)	238	9	(4)
<b>Partecipazioni valutate al fair value:</b>						
- Partecipazioni non correnti <sup>(c)</sup>	368	286				
<b>Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:</b>						
- Crediti commerciali e altri crediti <sup>(d)</sup>	19.946	(716)		17.324	(1.116)	
- Crediti finanziari <sup>(e)</sup>	3.256	(118)		2.328	128	
- Debiti commerciali e altri debiti <sup>(d)</sup>	15.023	83		16.254	287	
- Debiti finanziari <sup>(e)</sup>	27.793	(812)		27.239	(291)	
<b>Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura<sup>(f)</sup></b>		(179)	(256)		(524)	883

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €17 milioni di proventi (oneri per €487 milioni nel 2015) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €482 milioni di oneri (proventi per €160 milioni nel 2015).

(c) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €840 milioni di oneri (oneri per €641 milioni nel 2015) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €276 milioni di oneri (oneri per €75 milioni nel 2015) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €523 milioni di oneri (oneri per €181 milioni nel 2015) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €1 milione di oneri (proventi per €2 milioni nel 2015) (componente time value).

**Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari**

€ milioni	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevato nello schema di stato patrimoniale
<b>31.12.2015</b>			
<b>Attività finanziarie</b>			
Crediti commerciali e altri crediti	22.351	711	21.640
Altre attività correnti	6.052	2.410	3.642
<b>Passività finanziarie</b>			
Debiti commerciali e altri debiti	15.653	711	14.942
Altre passività correnti	7.122	2.410	4.712
<b>31.12.2016</b>			
<b>Attività finanziarie</b>			
Crediti commerciali e altri crediti	18.489	896	17.593
Altre attività correnti	3.872	1.281	2.591
<b>Passività finanziarie</b>			
Debiti commerciali e altri debiti	17.599	896	16.703
Altre passività correnti	3.880	1.281	2.599

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) per €1.281 milioni (€2.410 milioni al 31 dicembre 2015) la compensazione di attività e passività correnti per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €1.145 milioni (€2.389 milioni al 31 dicembre 2015) e di Eni Trading & Shipping Inc per €136 milioni (€21 milioni al 31 dicembre 2015); (ii) per €896 milioni (€711 milioni al 31 dicembre 2015) la compensazione di crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €845 milioni (€664 milioni al 31 dicembre 2015) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €51 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2015).

Ne

82352/003

**Contenziosi**

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 30 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

**1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente****1.1. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale**

- (i) **Syndial SpA [quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA In liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl] – sito di Crotona.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Crotona un procedimento penale per disastro ambientale, avvenimento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991. Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfotec Srl. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti, nel corso del 2014 e terminato il loro esame, gli atti sono stati restituiti alla Procura della Repubblica di Crotona per l'ulteriore corso e l'eventuale richiesta di rinvio a giudizio. Il procedimento prosegue con l'esame della richiesta di archiviazione presentata dalla difesa. Il Comune di Crotona si è costituito parte offesa.
- (ii) **Eni SpA – sito di Prala a Mare.** È pendente presso la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola un procedimento penale avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato. Ad esito dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo, lesioni colpose, disastro ambientale e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Marzotto SpA, a seguito di accordo transattivo con Eni, ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili ad eccezione degli Enti territoriali. Concluso il dibattimento, nel dicembre 2014 è stata emessa sentenza di assoluzione per tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. Il PM ha appellato la sentenza.
- (iii) **Syndial SpA e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Il GIP di Sassari, nel luglio 2012, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito Porto Torres (gestito da Syndial SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Risultano indagati gli amministratori delegati di Syndial SpA e Versalis SpA, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura di Sassari ha richiesto il rinvio a giudizio. Il GIP ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Syndial e Versalis. La discussione del processo si è svolta secondo il rito abbreviato. Le parti civili costituite, fra cui il Ministero e la Regione Sardegna hanno chiesto al giudice la liquidazione del danno ambientale nella misura di €1 miliardo (Ministero) e €500 milioni (Regione Sardegna). Le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del giudice. Il giudice del Tribunale di Sassari durante l'udienza del 22 luglio 2016, pronunciando nel procedimento penale relativo all'inquinamento della Darsena Servizi, ha assolto tutti gli indagati Syndial e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), ha condannato il responsabile interventi ambientali di sede, il responsabile interventi ambientali di sito ed il responsabile gestione impianto trattamento acque di falda di Syndial ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011, relativamente alla situazione in Darsena e ha liquidato in via provvisoria il danno alle parti civili costituite a carico degli imputati: Ministero €200 mila; Regione e Comune €100 mila ciascuno. Nessun riferimento è stato effettuato dal giudice all'eventuale inefficacia della barriera idraulica e degli interventi di messa in sicurezza di emergenza su cui si fondava la posizione della Procura. La Società intende presentare appello.
- (iv) **Syndial SpA – Discarica di Minciaredda sito di Porto Torres.** In data 7 luglio 2015 il GIP presso il Tribunale di Sassari, su richiesta del PM procedente ha disposto il sequestro dell'area di discarica denominata "Minciaredda", ubicata presso il confine ovest dello stabilimento di Porto Torres. Nel provvedimento notificato insieme agli avvisi di garanzia a tutte le persone indagate si legge che i reati contestati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale. Nel provvedimento di sequestro preventivo risulta altresì coinvolta Syndial ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le indagini sono in corso di svolgimento. Con riferimento alla procedura di bonifica dell'area Minciaredda, il 27 gennaio 2016 la Conferenza di Servizi Decisoria ha approvato (i) il Progetto Operativo di Bonifica dei suoli delle Aree Minciaredda, Peci DMT e Palte Fosfatice denominato "Progetto Nuraghe" e (ii) l'Addendum al Progetto Operativo di Bonifica della Falda dell'area Minciaredda. Syndial ha ottenuto le necessarie autorizzazioni ministeriali e giudiziarie per avviare i lavori del progetto di bonifica. Le indagini sono in corso di svolgimento.
- (v) **Syndial SpA – Palte fosfatice stabilimento di Porto Torres (1).** In data 30 giugno 2015 il GIP presso il Tribunale di Sassari ha disposto, aderendo alla richiesta della Procura di Sassari, sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatice" ed ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale e gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi. A seguito di istanza, Syndial è stata autorizzata, sia dal Prefetto di Sassari che dal GIP presso il Tribunale di Sassari ad effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. Le indagini sono in corso di svolgimento.
- (vi) **Syndial SpA – Palte fosfatice stabilimento di Porto Torres (2).** In data 16 dicembre 2015, la Procura presso il Tribunale di Sassari ha disposto il sequestro probatorio dei sistemi di contenimento (BULK) delle acque meteoriche dilavanti l'area palte fosfatice, acque raccolte da Syndial sulla

82352/606

base del provvedimento di autorizzazione rilasciato dal Prefetto di Sassari e dal GIP del Tribunale di Sassari. Ai medesimi indagati è stato altresì notificato avviso di garanzia per i reati di omessa bonifica, gestione di rifiuti radioattivi e scarico sul suolo di acque reflue contenenti sostanze pericolose. Il PM ha disposto l'interruzione delle operazioni di raccolta, regimazione e copertura dell'area palte già peraltro autorizzate. Syndial ha presentato istanza di prosecuzione attività al GIP presso il Tribunale di Sassari. Le indagini sono in corso di svolgimento.

(vii) **Syndial SpA – Clorosoda.** Pende innanzi al Tribunale di Gela un procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti di società riconducibili al Gruppo Eni. Il procedimento ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto Clorosoda, gestito dalle società anzidette. I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto Clorosoda, al 1998, anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto dal GIP lo svolgimento di un incidente probatorio consistente in una perizia medico-legale su oltre cento lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto. La relazione predisposta dai periti nominati dal GIP esclude la presenza di elementi scientificamente apprezzabili per ritenere che le patologie lamentate per tutti i casi sottoposti all'accertamento siano conseguenza dell'esposizione alle sostanze proprie del ciclo produttivo dell'impianto clorosoda-dicloroetano. I periti hanno, inoltre, affermato che non si riscontrano violazioni della normativa in materia di controllo e igiene industriale. In data 23 gennaio 2015 il Giudice per le Indagini Preliminari ha dichiarato concluso l'incidente probatorio. La Procura della Repubblica ha emesso l'avviso di conclusione delle indagini preliminari disponendo di non dover chiedere l'archiviazione solo in relazione alla specifica vicenda che riguarda un ex-lavoratore nel frattempo deceduto rispetto all'iniziale contestazione che aveva ad oggetto numerosi (oltre cento) casi di lesioni personali e omicidio colposo. Il procedimento dunque si è ridimensionato rispetto all'iniziale contestazione. La residuale ipotesi accusatoria, tuttavia, non trova conforto in quanto accertato dai periti nominati dal GIP. Il procedimento penale prosegue.

(viii) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria – Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial ritenuti illecitamente depositati nelle aree sotto sequestro. I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la Società e i dipendenti di Eni. Syndial SpA ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha definito, con il Comune di Cerchiara e il Comune di Cassano delle transazioni per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate nel territorio dei due Comuni. Detti atti transattivi chiudono definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria dei due Comuni ricorrenti. Il procedimento penale è tuttora in corso. Le attività di bonifica sono state completate ed è stata presentata memoria per chiedere l'archiviazione del procedimento.

(ix) **Syndial SpA - procedimento amianto Ravenna.** È pendente dinanzi al Tribunale di Ravenna un procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 77. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo (589 c.p.), disastro ambientale (534 c.p.). Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale e per alcuni dei casi di malattie e decessi. Il GUP di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Terminato il dibattimento sono in corso le udienze per la discussione finale. Syndial ha concluso alcuni accordi transattivi. Il 24 novembre 2016 il Giudice, a scioglimento della riserva, ha assolto tutti gli imputati per 76 dei 77 casi contestati, ha emesso sentenza di condanna per 6 dei 15 imputati per un solo caso di asbestosi.

(x) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterraneo Idrocarburi SpA – Disastro Innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela SpA e della EniMed SpA per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti, e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, la Procura della Repubblica di Gela ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto puntuali episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento è in svolgimento.

(xi) **Indagine Val d'Agri.** La Procura della Repubblica di Potenza ha avviato un'indagine penale per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Oli di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale. Dopo due anni di indagine, i Magistrati hanno disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta, per poi riprendere in data 10 agosto 2016. L'interruzione ha riguardato una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa, nel corso delle indagini, ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente alle iniziative in sede giurisdizionale che non hanno avuto esito, la Società ha individuato una soluzione tecnica che prevede modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati dalla Procura. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura che ha emesso provvedimento temporaneo di dissequestro degli impianti per l'esecuzione delle modifiche. La Società ha successivamente ottenuto le necessarie autorizzazioni da parte dei competenti dipartimenti del Ministero per lo Sviluppo Economico necessarie per l'esecuzione delle modifiche impiantistiche proposte.

He

82352/605

I lavori di adeguamento dell'impianto si sono conclusi nel luglio 2016; successivamente i Carabinieri del NOE, coadiuvati dal Consulente Tecnico della Procura, hanno condotto il sopralluogo in impianto per verificare lo stato dei luoghi e la rispondenza di quanto effettuato al progetto autorizzato. A valle della relazione che il Consulente Tecnico ha predisposto in esito al sopralluogo, la Procura ha emesso provvedimento di dissequestro definitivo e la Regione ha preso atto del provvedimento per quanto di competenza. Il 10 agosto 2016 si è proceduto con il riavvio degli impianti con anche reiniezione nel pozzo Costa Molina2.

Parallelamente al riavvio degli impianti la Società ha avviato l'iter di riesame dell'AIA presentando i documenti entro la scadenza del 14 agosto 2016. Il procedimento è in udienza preliminare.

## 1.2. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

- (i) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel maggio 2003, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. A seguito dell'atto di appello alla sentenza formulato da Syndial nel luglio 2009, il giudizio prosegue dinanzi alla Corte d'Appello di Torino. Nel corso dell'udienza del 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha verbalizzato che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito. La Corte di Appello di Torino, dopo aver chiesto ed ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU i cui contenuti, favorevoli a Syndial, sono stati contestati nel merito dall'Avvocatura di Stato. L'8 luglio 2015, la Corte di Appello ha emesso un'ordinanza istruttoria con la quale ha chiesto al CTU di approfondire quali siano gli interventi di riparazione (da ritenersi tale anche il ripristino naturale) da effettuare sulle aree esterne. In data 13 giugno 2016 il CTU ha depositato l'integrazione della consulenza tecnica quale relazione finale della causa in oggetto. In sintesi, il CTU convalida le attività dei tavoli tecnici svolti dalla società con gli enti tecnici nazionali e locali e ritiene che (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Syndial per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Syndial con MNR (monitoraggio del natural recovery) che stima in 20 anni. Il 6 marzo 2017 è stata emessa sentenza sulla vertenza in oggetto. La Corte di Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Syndial a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Syndial l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Syndial delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Syndial, approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale).
- (ii) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR Catania, che nell'ottobre 2012 ha emesso sentenza accogliendo i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Il giudizio prosegue.
- (iii) **Ricorso per accertamento tecnico preventivo - Tribunale di Gela.** Nel mese di febbraio 2012, è stato notificato a Raffineria di Gela SpA, Syndial SpA ed Eni SpA un ricorso da parte di 33 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007. Il ricorso per accertamento tecnico preventivo, promosso dai ricorrenti, è volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative di cui sono affetti i figli dei ricorrenti e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Syndial SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni peritali a cura del collegio peritale nominato dal Tribunale e dai periti di parte, hanno prodotto valutazioni tecniche molto distanti fra loro. Pertanto non è stato raggiunto un accordo conciliativo e l'accertamento tecnico preventivo si è concluso. In data 22 dicembre 2015 è stato notificato alle tre società interessate un atto di citazione promosso dai genitori di una bambina il cui caso è stato oggetto dell'accertamento tecnico preventivo anzidetto. Successivamente sono stati notificati ulteriori atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi. I giudizi pendono nella fase dell'istruttoria.
- (iv) **Causa promossa dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio contro Syndial – risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio.** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero

82352/606

dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio, i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata avendo sempre Acna agito tempestivamente, nei tempi e nei modi previsti dall'Accordo di Programma del 4 dicembre 2000 con le pubbliche amministrazioni interessate tra le quali lo stesso Ministero dell'Ambiente. Il Tribunale di Genova, con sentenza parziale del 6 febbraio 2013, ha rigettato le eccezioni e le istanze pregiudiziali e preliminari avanzate da Syndial e ha ordinato la rimessione della causa a ruolo per procedere ad indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee. L'ipotesi di una transazione con il Ministro dell'Ambiente e gli Enti territoriali coinvolti non ha avuto seguito. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale che prosegue con la fase della CTU.

(v) **Syndial SpA e Versalis SpA Porto Torres – Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Il giudizio prosegue innanzi alla Procura della Repubblica di Sassari. Nel febbraio 2013 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari e nuova contestazione da parte della Procura per imputazioni in forma colposa e non dolosa. Ad esito dell'udienza preliminare, il GUP di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Procura ha deciso di ricorrere in Cassazione. Durante tale udienza è stata illustrata la questione di legittimità Costituzionale circa i termini di prescrizione per il reato di disastro. La Corte di Cassazione, riconoscendone la fondatezza, ha accolto l'istanza e trasmesso gli atti alla Corte Costituzionale.

(vi) **Syndial SpA e Versalis SpA – Citazione per danno ambientale da parte del Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Syndial e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva da parte delle società citate. In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Syndial e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica di proprietà di un terzo non autorizzata (la discarica si trova a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società SMA.RI, quale gestore della discarica ricevente i rifiuti. Con ordinanza dell'8 febbraio 2015 il Giudice, accogliendo le eccezioni sollevate dalle società del Gruppo sull'ammissibilità delle istanze avanzate dal Comune, ha rigettato la richiesta di istruttoria. Il giudizio prosegue.

(vii) **Atto di citazione promosso contro Eni – Raffineria di Gela SpA – EniMed SpA – Syndial SpA.** 273 cittadini di Gela hanno presentato nel dicembre 2015 un ricorso ex art. 700 c.p.c. per chiedere che il Tribunale di Gela disponga la fermata di tutte le attività produttive delle società del Gruppo Eni presenti nella piana di Gela al fine di porre fine all'impatto ambientale delle stesse sull'ambiente circostante e sulla salute della popolazione locale. I ricorrenti hanno chiesto altresì che vengano nominati dei commissari ai quali affidare la gestione della fermata degli impianti e la prosecuzione degli interventi di bonifica dell'area. Inoltre, è stato chiesto di ordinare al Comune di Gela, quale autorità competente in materia di tutela sanitaria, di adottare ogni provvedimento ritenuto utile a preservare la salute della popolazione locale. L'iniziativa giudiziaria trae origine dalla presunta situazione di generale compromissione ambientale del sito e dalla conseguente necessità di tutelare la popolazione da seri rischi per la salute. L'iniziativa è stata promossa anche a seguito di talune relazioni tecniche depositate dai periti del Tribunale in un procedimento pre-contenzioso volto ad accertare la sussistenza di un nesso causale tra l'inquinamento di origine industriale e le malformazioni registrate nella città di Gela.

## 2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

(i) **Eni SpA – Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.").** Con atto di citazione notificato in data 23 gennaio 2014 Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del 14 giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. L'apparato argomentativo del provvedimento dell'AGCM ha trovato sostanziale conferma dinanzi ai giudici amministrativi aditi in sede di ricorso dalle compagnie petrolifere. Alitalia in A.S. formula una richiesta di risarcimento in solido nei confronti dei soggetti passivi della decisione. Ai fini della determinazione del danno, Alitalia in A.S. propone due modalità alternative di quantificazione fondate su due diverse ipotesi in base alle quali il cartello avrebbe prodotto effetti sul mercato. In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni di cui €277 milioni per maggiori costi di fornitura del jet fuel e €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo). In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva. Con provvedimento del 23 maggio 2014, il Tribunale di Roma ha dichiarato la connessione con un giudizio in precedenza proposto dalla medesima Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano avverso altre compagnie petrolifere partecipanti all'intesa. Il giudizio è stato pertanto riassunto da Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano, dove attualmente pende in primo grado. A fronte di questo contenzioso è stato stanziato un fondo.

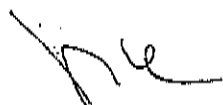
He

82352/607

- (ii) **Arbitrato Eni/GasTerra.** Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle forniture di gas del periodo 2012-2015, concordando altresì con GasTerra l'applicazione di un prezzo provvisorio fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale. Il lodo arbitrale emesso, in data 23 giugno 2016, non ha accolto la domanda di Eni, senza tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra ritiene che il lodo arbitrale, non accogliendo la domanda di Eni, ripristini l'originario prezzo contrattuale, e sulla base di questo, ora richiede ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. Eni invece, anche sulla base dei pareri dei suoi consulenti esterni, non ritiene corretta tale interpretazione del lodo. GasTerra, tuttavia, sulla base della propria interpretazione, ha avviato una procedura arbitrale ed ha richiesto ed ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare provvisorio di sequestro, in particolare, della partecipazione in Eni International BV (che al 30 giugno 2016 presenta net assets in ottica consolidata di €34,7 miliardi) detenuta da Eni a fronte di un asserito credito di €1,01 miliardi. Al fine di ottenere il dissequestro delle azioni di Eni International BV, Eni ha offerto a GasTerra, che ha accettato, una garanzia bancaria pari all'importo richiesto (che rimarrà in vigore fino al lodo che deciderà sul merito). Il provvedimento d'urgenza, concesso dopo un'analisi sommaria, senza contraddittorio tra Eni e GasTerra non costituisce, secondo il diritto olandese, un'anticipazione della decisione sul merito della controversia. Il merito della vicenda sarà ovviamente oggetto della procedura arbitrale. Con il deposito dello Statement of Defence e Counterclaim, Eni chiederà al panel arbitrale di dichiarare che il prezzo provvisorio previsto dal Letter of Agreement continui ad avere applicazione finché sia stabilito il prezzo contrattuale efficace dal 2012, avendo il mercato italiano come riferimento. Allo stato non è possibile ipotizzare i tempi dell'arbitrato. Presumibilmente non vi sarà una decisione sull'interpretazione del Lodo e/o del Letter of Agreement prima della fine del 2017 o inizio del 2018. Eni richiederà inoltre di essere risarcita da ogni danno determinato dalle azioni legali di GasTerra. Si conferma che allo stato non ci sono elementi per ritenere probabile una revisione in aumento del prezzo provvisorio. Eni è inoltre parte di un ulteriore procedimento arbitrale con riferimento alla revisione del prezzo di fornitura del gas di un contratto a lungo termine.

### 3. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

- (i) **EniPower SpA.** Nel mese di giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Successivamente, nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower e Snamprogetti per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010, è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni, EniPower e Saipem nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. All'udienza del 20 settembre 2011 il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede, ed, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte, e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni, EniPower e Saipem si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011. Le parti condannate hanno provveduto ad impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento e, il 24 ottobre 2013, la Corte d'Appello di Milano ha pronunciato sentenza, sostanzialmente confermando la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello di Milano rimandando ad altra sezione.
- (ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria. In data 4 febbraio 2011, Eni ha ricevuto dalla Procura della Repubblica di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Gaisi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Eni ha inoltrato l'atto per competenza a Saipem che in data 16 febbraio 2011 ha depositato i documenti oggetto di richiesta. Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 in merito alla responsabilità degli enti che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P di Eni) su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. In data 22 novembre 2012, la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25 comma 2 e 3 D.Lgs. n. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Tale procedimento risultava riunito ad altro filone di indagini (cd. Iraq - Kazakhstan) avente ad oggetto attività del Gruppo Eni in Iraq e Kazakhstan. Successivamente, la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento. In particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, è l'ex





82352/608

Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, licenziato da Saipem ad inizio 2013. In data 7 febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura della Repubblica di Milano. Contestualmente è stata notificata ad Eni ex art. 25 comma 3 e 4 D.Lgs. 231/01 informativa di garanzia. Dagli atti si è appreso che la Procura ha esteso le indagini oltre che a carico di Eni, anche nei confronti del suo ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni in data 1° agosto 2008). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:

- verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine; i contratti di intermediazione precedentemente individuati sono stati stipulati da Saipem o sue controllate o società incorporate;
- la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni. Gli esiti delle analisi svolte confermano l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. In data 24 ottobre 2014, è stata notificata ad Eni una richiesta di incidente probatorio della Procura di Milano avente ad oggetto l'esame di due indagati: l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem e l'ex Presidente, Direttore Generale di Saipem Contracting Algeria. In data 14 gennaio 2015, è stato emesso dalla Procura della Repubblica di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa). La Procura di Milano ha formulato l'avviso per ipotesi di corruzione internazionale, nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Acquisiti dalla difesa di Eni gli atti processuali depositati in relazione alla "richiesta di incidente probatorio", i verbali dell'udienza camerale e gli atti depositati ai fini della conclusione delle indagini preliminari, Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni un'ulteriore analisi ed approfondimento. All'esito, i consulenti incaricati hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza. Il 12 febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati. Il 2 ottobre 2015, il Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e del Chief Upstream Officer della Società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione. Il 24 febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano, avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata ed ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo Giudice per l'Udienza Preliminare presso il Tribunale di Milano. All'esito della nuova udienza preliminare, in data 27 luglio 2016 il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. Allo stato è pertanto in corso il giudizio di primo grado.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta (ed è in corso di ulteriore produzione) numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

- (iii) **Iraq – Kazakhstan.** La Procura della Repubblica di Milano ha avviato indagini in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardanti l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Nell'ambito di tale procedimento risultano indagati Eni ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 ed alcuni dirigenti ed un ex dirigente della Società. Tale procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte dal Gruppo Eni in Iraq. Infatti, il 21 giugno 2011 si sono svolte perquisizioni disposte dalla Procura di Milano presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, con riferimento agli uffici di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze, in relazione a ipotesi di reato realizzate "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni". I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione per attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto, Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni". Contestualmente al decreto di sequestro è stata notificata a Eni ed a Saipem informativa di garanzia ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Dalle successive notifiche degli atti di proroga indagini risultano altresì indagati un ulteriore dipendente della Società e altri fornitori. In data 24 aprile 2012, la Procura della Repubblica di Milano ha emesso richiesta di applicare a Eni la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement. Il GIP di Milano ha rigettato la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura ritenendola infondata e il Tribunale del Riesame di Milano ha respinto l'appello proposto dalla Procura con valutazioni su aspetti di merito, per la mancanza di indizi sufficientemente gravi a carico di Eni, ritenendo altresì più che ragionevole la tesi difensiva circa il fatto che Eni ha subito ingenti danni in conseguenza delle cattive performance di alcuni fornitori coinvolti nel progetto Kashagan. Inoltre, il Tribunale ha rilevato la mancanza delle esigenze cautelari in conseguenza del riassetto delle attività in Kazakhstan, dando atto altresì delle numerose iniziative di verifica e controllo interno tempestivamente adottate da Eni. L'ordinanza del Tribunale del Riesame non è stata ulteriormente impugnata dall'Ufficio del Pubblico Ministero.

Anche sulla base di tale provvedimento, in data 13 marzo 2014 la difesa penale di Eni ha presentato istanza di archiviazione motivata al Pubblico

82352/609

Ministero. La Procura ha presentato richiesta di archiviazione per le persone fisiche e, in data 5 gennaio 2017, la suddetta richiesta di archiviazione è stata accolta dal Giudice per le Indagini Preliminari che ha emesso il conseguente decreto di archiviazione. Si attende analogo provvedimento per Eni, indagata nel medesimo procedimento ai sensi del D.Lgs. 231/01.

- (iv) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. In data 2 luglio 2014, la Procura di Milano ha notificato ad Eni SpA "informazione di garanzia" ai sensi del D.Lgs. 231/01. Contestualmente, è stata notificata alla Società una "richiesta di consegna" ex art. 248 c.p.p., emessa dalla Procura della Repubblica di Milano. Dalla lettura dell'atto è emerso che il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni assicura la massima cooperazione con la magistratura e ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta. Inoltre, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale statunitense indipendente esperto in ambito anticorruzione, affinché, previa informativa all'autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi a conclusione delle verifiche hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011, per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'autorità giudiziaria.

In data 10 settembre 2014, la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. L'atto è stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e il Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni. Dai documenti notificati si è desunto che gli stessi erano stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza camerale del 15 settembre 2014, fissata presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza, il sequestro è stato confermato.

In data 22 dicembre 2016 è stato notificato ad Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, degli attuali CEO, Chief Development, Operation & Technology Officer e Direttore International Negotiations di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001, in data 14 febbraio 2017 la difesa di Eni ha ricevuto notifica del decreto di fissazione dell'udienza preliminare per il giorno 20 aprile 2017.

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

In data 27 gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. NAE unitamente al suo partner ha tempestivamente depositato presso la stessa Corte istanza di revoca del provvedimento di sequestro. Il 17 marzo 2017, la Corte nigeriana ha revocato il provvedimento di sequestro.

Recentemente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte dello EFCC. Eni ha messo a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente della transazione OPL 245, una copia di tali contestazioni. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo Nigeriano.

- (v) **Eni SpA (già Divisione R&M) procedimenti penali accise sui carburanti (Procedimento penale n. 6159/10 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Frosinone e procedimento penale n. 7320/14 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma).** Sono pendenti due procedimenti penali aventi ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Un primo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Frosinone nei confronti di una società terza (Turrizziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni, risulta tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima, dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione chiesta. In tale occasione si aveva conferma che il procedimento aveva ad oggetto la "presunta" immissione al consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane (ADD) in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Costatazione (PVC) per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,55 milioni. Nel maggio del 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha inoltre emesso l'avviso di pagamento relativo al mancato versamento delle accise dedotto nel PVC predisposto dalla GdF e dall'Agenzia delle Dogane di Frosinone. La Società ha prontamente presentato ricorso avverso il predetto avviso innanzi alla Commissione Tributaria. Il secondo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Roma, ha ad oggetto sempre la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Tale procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e riguarda fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale. La Società sta fornendo all'Autorità Giudiziaria la massima collaborazione con l'intento di

82352/610

chiarire innanzi al nuovo interlocutore le proprie ragioni a sostegno della correttezza del proprio operato. In data 30 settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti del precedente Direttore Generale della allora "Divisione R&M". I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente. Il provvedimento è conseguenza del fatto che l'accertamento in corso riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale. In data 5 marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura della Repubblica di Roma nell'ambito del medesimo procedimento. Scopo della perquisizione è stato quello di verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise. I tre procedimenti penali sono stati tutti riuniti innanzi alla Procura della Repubblica di Roma che sta ancora conducendo le indagini preliminari. Infine, l'Agenzia delle Dogane, in riscontro all'interpello proposto su richiesta di Eni dall'Unione Petrolifera, ha emesso una circolare con la quale ha fornito indicazioni ai competenti uffici territoriali doganali, dell'Agenzia delle Entrate e della Guardia di Finanza, in merito alle modalità attraverso le quali gli operatori del settore sono chiamati a determinare i quantitativi di prodotti petroliferi da assoggettare ad accisa. Tale circolare conferma la correttezza delle modalità procedurali seguite da Eni per l'assolvimento delle accise sui prodotti immessi in consumo. Nel mese di settembre 2015 la Procura della Repubblica di Roma ha disposto un accertamento tecnico irripetibile al fine di verificare la rispondenza del software installati presso alcune testate metriche sequestrate in precedenza con quelli depositati dal fabbricante metrico terzo presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Gli accertamenti tecnici si sono conclusi con la verifica della conformità dei software analizzati. In questa occasione si è appreso che il procedimento è stato esteso ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti della Società. Il procedimento pende in fase di indagini preliminari.

- (vi) **Blocco Marine XII (Congo).** In data 9 luglio 2015 Eni ha ricevuto la notifica di un "sub-poena" presso la sede di New York. Si tratta di una richiesta di produzione documentale emessa dal Department of Justice degli USA in vista di un'audizione di un rappresentante di Eni in relazione agli asset "Marine XII" in Congo e a rapporti intrattenuti con alcune persone fisiche e società indicate nell'atto. Dai primi contatti informali intercorsi con l'autorità da parte dei legali americani incaricati da Eni, l'atto si inserirebbe in un contesto di indagine più ampio, nei confronti di parti terze, nell'ambito del quale Eni ha il ruolo di testimone e – potenzialmente – di soggetto danneggiato. È stata attivata la raccolta della documentazione rispondente alle richieste dell'autorità, con progressiva produzione all'autorità.

#### 4. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI/IMU relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono pendenti alcuni procedimenti tributari aventi ad oggetto la contestazione da parte di amministrazioni comunali dell'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativa a piattaforme offshore per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali prospicienti il territorio di tali comuni. La Corte di Cassazione con sentenza depositata il 24 febbraio 2016 relativa ad uno dei contenziosi predetti, quello in essere con il Comune di Pineto, ha stabilito: (i) l'assoggettamento ad imposta delle piattaforme installate nel mare territoriale, (ii) la determinazione della base imponibile sulla base dei valori contabili e non di quelli di sostituzione, (iii) la non applicabilità di sanzioni. Il giudizio prosegue con il rinvio al giudice di merito per la determinazione del quantum. La Società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi. Dal 2016 la legge di stabilità (art. 1 c. 21 della L. 28 dicembre 2015 n. 208) ha escluso dalla base imponibile "i macchinari, congegni, attrezzature ed altri impianti, funzionali allo specifico processo produttivo". A fronte del quesito presentato da Assomineraria nell'aprile 2016, il 1° giugno u.s. il Dipartimento delle Finanze ha confermato che le piattaforme petrolifere rientrano tra le fattispecie per le quali la suddetta norma (cd. "imbullonati") ha previsto, dal 2016, l'esclusione del bene dalla base imponibile dell'imposta comunale. Nell'ambito di un procedimento analogo relativo a un altro operatore petrolifero, la Corte di Cassazione - Sezione Tributaria ha confermato nuovamente l'assoggettabilità ad ICI/IMU delle installazioni industriali in oggetto. Sulla base degli esiti di queste pronunce Eni ha intrapreso una conciliazione con gli enti territoriali che vantano pretese nei confronti della Compagnia in base alla riconosciuta assoggettabilità al tributo delle piattaforme petrolifere. Tale conciliazione sarà perseguita a condizione che gli enti territoriali concordino con Eni una base imponibile equa e rinuncino a ogni pretesa di sanzione così come stabilito dalla Cassazione nel contenzioso con il Comune di Pineto. Sulla base dell'aspettativa del management di concludere positivamente tale conciliazione, in bilancio è stato adeguato il fondo imposte.
- (ii) **Accise.** Il 31 maggio 2016 l'Agenzia delle Dogane ha notificato ad Eni un avviso di pagamento di €134 milioni (quanto a €114 milioni per accise e quanto a €20 milioni per interessi) oltre a sanzioni per €34 milioni. Gli atti fanno seguito alla contestazione, operata nel 2011, a fronte del procedimento penale avviato dal Tribunale di Milano nel 2010 per asserita sottrazione al pagamento di accise (nel periodo 2003-2008) su 9,8 miliardi di smc di gas ceduti da Eni. A seguito delle evidenze fornite da Eni i volumi asseritamente sottratti ad imposizione sono stati ridotti a 650 milioni smc con la corrispondente riduzione dell'accisa contestata da €1,7 miliardi a €114 milioni. Analogamente alla contestazione iniziale, anche la contestazione residua appare infondata in quanto attribuibile alla differenza di potere calorico (pcs) tra le quantità di gas naturale prodotte/acquistate e vendute. Questa circostanza è confermata da parere del Direttore del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano e riconosciuto dalla stessa Agenzia delle Dogane nell'ambito dei lavori di un tavolo di consultazione promosso da Anigas. In data 2 febbraio 2012 l'Agenzia delle Dogane aveva quindi emesso un atto di contestazione dove, configurando solo l'errata compilazione delle dichiarazioni di consumo, si riservava di recuperare le accise asseritamente non versate fatto salvo l'esito del procedimento penale. Con sentenza del 28 giugno 2012 il GIP di Milano pronunciava sentenza di proscioglimento dei manager Eni imputati di evasione delle accise in quanto il fatto non costituiva reato. A fronte del ricorso della Procura, la sentenza del GIP veniva confermata dalla Corte di Cassazione con sentenza del 3 luglio 2013 depositata il 7 gennaio 2014. Il riproporsi della contestazione è attribuibile alla circostanza che sebbene il fenomeno dell'influenza del potere calorico sia stato riconosciuto da un punto di vista tecnico scientifico e condiviso dalla stessa Agenzia, non ha ancora trovato espressa regolamentazione normativa o indicazioni di prassi. A tutela degli interessi aziendali sono state avviate le seguenti iniziative: (i) la richiesta, in sede amministrativa, di sospensione della riscossione,

82352/64

accolta dall'Agenzia delle Dogane; (ii) il ricorso contro il provvedimento davanti al giudice tributario. Allo stato, anche tenuto conto dell'esito del procedimento penale, la contestazione formulata è considerata infondata e pertanto non è stato eseguito alcun accantonamento al fondo imposte nel bilancio consolidato 2016.

#### Estero

- (iii) **Eni Angola Production BV.** Le Autorità fiscali dell'Angola contestano a Eni Angola Production BV, quale contitolare della concessione di Cabinda, il periodo di competenza per la deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della Petroleum Income Tax osservando che il processo di ammortamento fiscale deve iniziare all'entrata in esercizio dell'asset. La Società ha pagato le maggiori imposte oggetto di contestazione per gli anni 2002-2006 chiedendo il riconoscimento della propria posizione per gli esercizi successivi. A tal fine ha presentato ricorso che attende di essere discusso dalla Corte Suprema. Le Autorità Fiscali contestano inoltre sia ad Eni Angola Production BV che ad Eni Angola Exploration BV per i periodi d'imposta dal 2003 al 2009 il recupero di alcuni costi (Cost Oil) per diverse licenze regolate da contratti petroliferi in regime di Production Sharing Agreement, e che determinerebbe il pagamento di maggiori imposte sull'incremento del Profit Oil derivante dal mancato riconoscimento dei suddetti costi. Le società contestano la legittimità della contestazione sul Profit Oil da parte del Ministero delle Finanze essendo unicamente di Sonangol (first party nel contratto petrolifero) la competenza ad approvare il Cost Oil (costi recuperabili) e le quote di Profit Oil contrattuali, così come l'indeducibilità fiscale dei costi stessi, ed hanno presentato ricorso che attende di essere discusso. Le società a fronte delle contestazioni hanno effettuato uno stanziamento al fondo imposte.

#### 5. Contenziosi chiusi

- (i) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** In relazione alla causa promossa dal Comune di Carrara e dal Ministro dell'Ambiente nei confronti di Syndial SpA per il risarcimento di asseriti danni ambientali del sito di Avenza, il giudizio si è concluso senza l'accertamento di alcuna responsabilità in capo alla società di Eni. In particolare la tesi del Ministero dell'Ambiente indicava Syndial responsabile del danno ambientale per tre ordini di motivi: a) successore ex legge dei precedenti gestori del sito, b) responsabile in via diretta per il periodo di gestione e per l'inadeguata attività di bonifica successiva all'incidente del 1984, c) responsabile in via diretta per omessa bonifica del sito. Syndial si è costituita in giudizio. La Corte di Cassazione, sez. III, ha accolto solo il primo motivo di ricorso del Ministero, relativo alla prescrizione degli illeciti ambientali, ma con espressa limitazione alle posizioni dei precedenti gestori del sito. La Corte ha dunque confermato, in via definitiva, l'esclusione di qualsiasi responsabilità in capo a Syndial, sia in termini di responsabilità "diretta" (per i "ritardi/ omissioni" alla bonifica lamentati dal Ministero e che appunto non hanno trovato accoglimento) sia in termini di responsabilità "indiretta" (come "erede" dei precedenti gestori). Questo secondo profilo merita, tra l'altro, particolare attenzione dato che il sito di Avenza è pervenuto ad Eni ex lege.
- (ii) **Eni SpA – Istruttoria per presunte violazioni del Codice del Consumo in materia di fatturazione dei consumi Gas & Power.** Con riferimento al procedimento tra Eni e AGCM avente a oggetto presunte pratiche commerciali scorrette ai sensi del Codice del Consumo in materia di fatturazione dei consumi Gas & Power ai clienti retail, a esito della fase istruttoria, l'AGCM ha notificato ad Eni il provvedimento finale, con cui ha irrogato alla Società una sanzione di €3,6 milioni. La sanzione è stata pagata. Eni ha impugnato il provvedimento con ricorso al TAR.
- (iii) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta – Enta procedente: Procura della Repubblica di Trani.** In relazione a un incidente avvenuto a Molfetta nel marzo 2008, in cui hanno perso la vita 4 persone a causa delle operazioni di pulizia di una cisterna utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto, la Procura della Repubblica di Trani aveva contestato a Eni e a otto dipendenti della Società l'ipotesi di omicidio colposo e altri reati. La sentenza di primo grado nella quale il Giudice aveva pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni, come persona giuridica, con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste", è stata confermata nei successivi gradi di giudizio e divenuta irrevocabile il 27 luglio 2016.
- (iv) **Eni SpA – Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** In relazione all'azione di revocatoria fallimentare con la quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe hanno chiesto, per un totale di circa €46 milioni oltre rivalutazione e interessi, la dichiarazione di inefficacia dei pagamenti effettuati dalle compagnie in procedura concorsuale a favore di Eni nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debtrici (dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004), la Corte d'Appello di Milano aveva condannato Eni a restituire un importo complessivo di circa €9 milioni. Eni ha proposto ricorso per Cassazione e lo stesso hanno fatto le controparti, chiedendo che la condanna di Eni venga riquantificata nell'ammontare di circa €18 milioni. Il giudizio pende in Cassazione. È stato effettuato un accantonamento al fondo rischi per tale contenzioso. Il contenzioso non è più significativo.
- (v) **Eni SpA – Istruttoria dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato su dichiarazione quota mercato all'ingrosso di gas.** Con provvedimento n. 25064 del 1° agosto 2014 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un'istruttoria nei confronti di Eni al fine di verificare la veridicità dell'attestazione depositata da Eni nel maggio 2014 ("Attestazione 2014") della quota di mercato all'ingrosso detenuta dalla società per attività ed operazioni aventi ad oggetto gas naturale ~ in osservanza di quanto disposto dal Decreto Legislativo n. 130/2010 che fissa un valore-soglia detenibile da ciascun operatore del 55%. Nell'Attestazione 2014 Eni aveva dichiarato una quota di poco inferiore a tale valore-soglia, pari al 54%. Nel calcolare la propria quota di mercato Eni ha ritenuto corretto scomputare alcune categorie di cessioni di gas. L'AGCM ha determinato una quota di mercato pari a 56%, decidendo tuttavia di non irrogare a Eni alcuna sanzione pecuniaria in quanto ha ritenuto la violazione "non grave" tenuto conto che nella Attestazione 2014 Eni aveva chiaramente dato evidenza della interpretazione adottata. Tale interpretazione, peraltro condivisa nel parere fornito dal Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito del procedimento istruttorio, non è stata invece ritenuta condivisibile dall'AGCM. Eni ha impugnato il provvedimento finale dell'AGCM davanti al TAR Lazio, chiedendone l'annullamento. Non si prevedono ulteriori passività dallo sviluppo del contenzioso.

82352/612

**Attività in concessione**

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

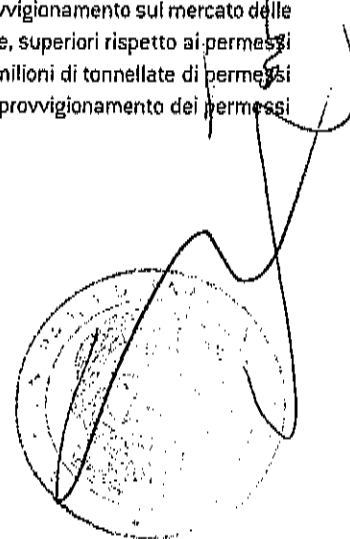
**Regolamentazione in materia ambientale**

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - ~~Rischio~~ operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi.

In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

**Emission trading**

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2016 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 20,22 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 7,06 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 13,16 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.



Ne

82352 / 1613

## 40 Ricavi

### Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	2014	2015	2016
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	98.256	72.290	55.764
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(38)	(4)	(2)
	<b>98.218</b>	<b>72.286</b>	<b>55.762</b>

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2014	2015	2016
Accise	12.289	11.889	11.913
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	1.586	1.154	878
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	5.191	5.609	4.441
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.804	1.643	1.553
	<b>20.870</b>	<b>20.295</b>	<b>18.785</b>

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

### Altri ricavi e proventi

(€ milioni)	2014	2015	2016
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	390	253	238
Indennizzi	43	36	122
Locazioni e affitti di azienda	92	85	81
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	37	36	72
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	84	457	14
Altri proventi <sup>(*)</sup>	433	385	404
	<b>1.079</b>	<b>1.252</b>	<b>931</b>

(\*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Gli indennizzi di €122 milioni riguardano il parziale risarcimento del danno patrimoniale registrato a seguito dell'incidente occorso all'impianto di conversione EST presso la raffineria di Sannazzaro che ha comportato un write off delle unità danneggiate di €193 milioni e lo stanziamento dei costi per rimozione e ripulitura di €24 milioni. La parte non coperta dall'indennizzo assicurativo (€95 milioni) corrisponde al rischio ritenuto da Eni.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

## 40 Costi operativi

### Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(€ milioni)	2014	2015	2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	60.987	39.812	27.783
Costi per servizi	12.414	13.197	12.727
Costi per godimento di beni di terzi	2.655	2.205	1.672
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	340	644	505
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	409	278	240
Altri oneri	918	1.135	1.512
	<b>77.723</b>	<b>57.271</b>	<b>44.439</b>
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(238)	(323)	(297)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(81)	(100)	(18)
	<b>77.404</b>	<b>56.848</b>	<b>44.124</b>

*me*

82352/6.14

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €204 milioni (€368 milioni e €254 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €161 milioni (€174 milioni e €176 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per €566 milioni (€559 milioni e €635 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) e royalties su prodotti petroliferi estratti per €572 milioni (€1.278 milioni e €865 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015).

Gli altri oneri di €1.512 milioni (€918 milioni e €1.135 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) comprendono l'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali da parte del settore Gas & Power per €399 milioni, prevalentemente relativo al business retail (€549 milioni nel 2015).

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Pagabili entro:</b>			
1 anno	522	495	593
da 2 a 5 anni	1.114	1.061	1.040
oltre 5 anni	726	809	785
	<b>2.362</b>	<b>2.365</b>	<b>2.418</b>

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €505 milioni (€340 milioni e €644 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €198 milioni (accantonamenti netti di €177 milioni e €232 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €55 milioni (accantonamenti netti di €35 milioni e di €179 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 30 – Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

#### Costo lavoro

(€ milioni)	2014	2015	2016
Salari e stipendi	2.590	2.648	2.491
Oneri sociali	445	453	445
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	73	85	81
Altri costi	160	182	202
	<b>3.268</b>	<b>3.368</b>	<b>3.219</b>
<b>a dedurre:</b>			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(278)	(203)	(315)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(61)	(46)	(10)
	<b>2.929</b>	<b>3.119</b>	<b>2.994</b>

Gli altri costi di €202 milioni (€160 milioni e €182 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) comprendono oneri per esodi agevolati per €17 milioni (€5 milioni e €31 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) e oneri per programmi a contributi definiti per €83 milioni (€85 milioni e €86 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 31 – Fondi per benefici ai dipendenti.

#### Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2014		2015		2016	
	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	1.049	25	1.044	17	1.018	18
Quadri	8.912	121	9.091	108	9.160	109
Impiegati	18.143	595	17.685	379	17.180	384
Operai	6.358	559	5.895	303	5.703	294
	<b>34.462</b>	<b>1.300</b>	<b>33.715</b>	<b>807</b>	<b>33.061</b>	<b>805</b>

ne

82352 / 615

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo e per gli anni 2014 e 2015 non comprende i dipendenti delle discontinued operations (gruppo Saipem). Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

#### Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a €43 milioni, €42 milioni e €44 milioni rispettivamente per il 2014, il 2015 e il 2016 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2014	2015	2016
Salari e stipendi	25	26	26
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	10	12	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	6	2	4
	43	42	44

#### Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €10,1 milioni, €6,7 milioni e €7,1 milioni rispettivamente per gli esercizi 2014, 2015 e 2016. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,419 milioni, €0,551 milioni e €0,738 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2014, 2015 e 2016.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

#### Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2014	2015	2016
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(133)	2	(1)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	278	(487)	17
	145	(485)	16

Il proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario per €36 milioni di proventi netti (proventi netti per €247 milioni e oneri netti per €471 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015); (ii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production per €19 milioni di oneri netti (proventi netti per €31 milioni e oneri netti per €16 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015).

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

#### Ammortamenti

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Ammortamenti:</b>			
- attività materiali	7.356	8.646	7.308
- attività immateriali	326	303	253
	7.682	8.949	7.561
<b>a dedurre:</b>			
- Incrementi per lavori interni - attività materiali	(6)	(9)	(2)
	7.676	8.940	7.559

Gli ammortamenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.



82352/616

**Svalutazioni (riprese di valore) nette**

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Svalutazioni:</b>			
- attività materiali	1.196	5.993	1.067
- attività immateriali	138	544	
	<b>1.334</b>	<b>6.537</b>	<b>1.067</b>
<b>a dedurre:</b>			
- riprese di valore di attività materiali	(64)	(3)	(1.153)
- riprese di valore di attività immateriali			(389)
	<b>1.270</b>	<b>6.534</b>	<b>(475)</b>

Le svalutazioni (riprese di valore) nette sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

**Radiazioni**

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Radiazioni:</b>			
- attività materiali	936	678	289
- attività immateriali	262	10	61
	<b>1.198</b>	<b>688</b>	<b>350</b>

Le radiazioni sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

**Proventi (oneri) finanziari**

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Proventi (oneri) finanziari</b>			
Proventi finanziari	5.701	8.635	5.850
Oneri finanziari	(7.057)	(10.104)	(6.232)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	24	3	(21)
	<b>(1.332)</b>	<b>(1.466)</b>	<b>(409)</b>
Strumenti finanziari derivati	165	160	(482)
	<b>(1.167)</b>	<b>(1.306)</b>	<b>(885)</b>

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(759)	(740)	(639)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(112)	(98)	(118)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	26	2	3
- Interessi attivi verso banche	19	19	15
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	24	3	(21)
	<b>(802)</b>	<b>(694)</b>	<b>(728)</b>
<b>Differenze attive (passive) di cambio</b>			
- Differenze attive di cambio	5.430	8.400	5.579
- Differenze passive di cambio	(5.845)	(8.754)	(4.903)
	<b>(415)</b>	<b>(354)</b>	<b>676</b>
<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	163	166	106
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	74	120	143
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(a)</sup>	(293)	(291)	(312)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(59)	(293)	(290)
	<b>(115)</b>	<b>(298)</b>	<b>(353)</b>
	<b>(1.332)</b>	<b>(1.466)</b>	<b>(409)</b>

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Note al bilancio

82352 / 617

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

(€ milioni)	2014	2015	2016
Opzioni	68	33	24
Strumenti finanziari derivati su valute	51	95	(494)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	46	31	(12)
	165	160	(482)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di €482 milioni (proventi netti per €165 milioni e per €160 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all' hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati.

I proventi netti su opzioni di €24 milioni (proventi per €68 milioni e per €33 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) riguardano: (i) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile in azioni Snam SpA per €26 milioni di proventi (proventi per €23 milioni e per €33 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) dovuto all'utilizzo a conto economico della riserva patrimoniale relativa al valore al 31 dicembre 2015 dell'opzione implicita sul prestito obbligazionario convertibile per l'esercizio del diritto di conversione; (ii) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile equity-linked non diluitivo per €2 milioni di oneri. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine. Nel 2014 la valutazione al fair value delle opzioni implicite nel bond convertibile in azioni Galp Energia SGPS SA aveva determinato proventi per €45 milioni.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

## Proventi (oneri) su partecipazioni

### Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

(€ milioni)	2014	2015	2016
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	188	150	77
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(77)	(615)	(370)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1)	(6)	(33)
	110	(471)	(326)

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 20 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

### Altri proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	2014	2015	2016
Dividendi	385	402	143
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	160	164	(14)
Altri proventi (oneri) netti	(179)	10	(183)
	366	576	(54)

I dividendi di €143 milioni si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €76 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €45 milioni.

I dividendi relativi al 2015 di €402 milioni riguardavano essenzialmente Nigeria LNG Ltd (€222 milioni), Saudi European Petrochemical Co (€69 milioni), Snam SpA (€72 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€21 milioni).

I dividendi relativi al 2014 di €385 milioni riguardavano essenzialmente Nigeria LNG Ltd (€247 milioni), Saudi European Petrochemical Co (€57 milioni), Snam SpA (€43 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€22 milioni).

Le minusvalenze nette da vendite di €14 milioni riguardano: (i) la minusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 2,22% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Snam SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 – Partecipazioni; (ii) la plusvalenza di €11 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Hungaria Zrt e di Eni Slovenia doo; (iii) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 30% del capitale sociale (intera quota posseduta) di Pokrovskoe Petroleum BV e del 60% del capitale sociale (intera quota posseduta) di Zagoryanska Petroleum BV.

me

82352/618

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2015 di €164 milioni riguardavano: (i) la plusvalenza di €98 milioni relativa alla cessione dell'8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA; (ii) la plusvalenza di €46 milioni relativa alla cessione del 6,03% del capitale sociale di Snam SpA; (iii) la plusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Česká Republika Sro; (iv) la plusvalenza di €31 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Romania Srl; (v) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC); (vi) la plusvalenza di €1 milione relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Slovensko Spol Sro; (vii) la minusvalenza di €47 milioni relativa alla cessione del 76% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas Cuyana SA, del 6,84% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas Cuyana SA, del 25% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas del Centro SA e del 31,35% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas del Centro SA.

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2014 di €160 milioni riguardavano: (i) per €96 milioni la cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €77 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (ii) per €54 milioni la cessione del 20% (intera quota posseduta) del capitale sociale di South Stream Transport BV a Gazprom; (iii) per €9 milioni la cessione del 50% (intera quota posseduta) del capitale sociale di EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH ad EnBW Energie Baden-Württemberg AG.

Gli altri oneri netti di €183 milioni comprendono svalutazioni per €162 milioni relative alle partecipate Unión Fenosa Gas SA (€84 milioni), PetroSucre SA (€65 milioni) e Genomatica Inc (€13 milioni).

Gli altri proventi netti relativi al 2015 di €10 milioni comprendevano: (i) il provento relativo all'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria annuale di 77,7 milioni di azioni Snam SpA per €49 milioni per le quali era stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39; (ii) l'utilizzo per esuberanza del fondo copertura perdite di €10 milioni relativo alla società Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company; (iii) la svalutazione di €49 milioni della partecipazione Unión Fenosa Gas SA.

Gli altri oneri netti relativi al 2014 di €179 milioni comprendevano l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA (oneri per €231 milioni al prezzo di €8,43 per azione) e di 288,7 milioni di azioni Snam SpA (proventi per €10 milioni al prezzo di €4,1 per azione). Tali partecipazioni erano valutate in base alla fair value option perché al servizio di prestiti obbligazionari convertibili.

## 43 Imposte sul reddito

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Imposte correnti:</b>			
- imprese italiane	(573)	155	195
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	6.512	4.015	2.671
- imprese estere	116	218	133
	6.055	4.388	2.999
<b>Imposte differite e anticipate nette:</b>			
- imprese italiane	369	881	(243)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	79	(2.156)	(813)
- imprese estere	(37)	9	(7)
	411	(1.266)	(1.063)
	6.466	3.122	1.936

Le imposte correnti relative alle imprese italiane di €195 milioni riguardano l'Ires per €12 milioni, l'Irap per €7 milioni e imposte estere per €176 milioni. La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 27,5% (stessa aliquota per gli anni 2014 e 2015) e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Utile ante imposte</b>	8.274	(4.277)	892
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	27,5	27,5	27,5
<b>Imposte teoriche</b>	2.275	(1.176)	245
<b>Variazioni in aumento (diminuzione):</b>			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	4.065	(2.576)	1.152
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	1.002	1.314	(397)
- effetto tassazione dividendi infragruppo	51	(134)	87
- effetto Irap delle società italiane	5	(100)	(42)
- effetto tassazione delle plusvalenze (minusvalenze) da cessione di partecipazioni	25	(39)	8
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009	(825)		
- effetti relativi alle discontinued operations	(97)	(288)	
- altre motivazioni	(35)	321	5
	4.191	4.298	1.691
<b>Imposte effettive</b>	6.466	3.122	1.936

NG

82352/619

Nel 2016, la maggiore tassazione delle imprese estere di €1.152 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €1.211 milioni. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €397 milioni è riferito alle società italiane e riguarda essenzialmente la svalutazione delle attività per imposte anticipate dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri.

Nel 2015, la maggiore tassazione delle imprese estere di €2.576 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €2.410 milioni e comprende l'effetto relativo alle svalutazioni di attività per imposte anticipate per effetto scenario di €1.058 milioni. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €1.514 milioni è riferito alle società italiane e riguarda la svalutazione delle attività per imposte anticipate dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri e la riduzione dell'aliquota Ires dal 27,5% al 24% con decorrenza dal 1° gennaio 2017. L'effetto Irap delle società italiane di €100 milioni comprende €54 milioni di svalutazioni di attività per imposte anticipate connesse alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri.

Nel 2014, la maggiore tassazione delle imprese estere di €4.065 milioni riguarda essenzialmente il settore Exploration & Production. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €1.002 milioni riguarda la svalutazione di attività per imposte anticipate delle società italiane di €526 milioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri e al minore tax rate prospettico a seguito dell'abolizione dell'addizionale Ires di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008, cosiddetta Robin Tax, di €476 milioni per effetto della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 che ha dichiarato l'illegittimità di tale tributo. Tale sentenza innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso.

## Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.610.387.582, di 3.601.140.133 e di 3.601.140.133 rispettivamente negli esercizi 2014, 2015 e 2016.

Negli anni considerati non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti diluitivi sui risultati.

		2014	2015	2016
<b>Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito</b>		<b>3.610.387.582</b>	<b>3.601.140.133</b>	<b>3.601.140.133</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>	(milioni di €)	<b>1.303</b>	<b>(8.778)</b>	<b>(1.464)</b>
<b>Utile (perdita) per azione semplice e diluito</b>	(ammontari in € per azione)	<b>0,36</b>	<b>(2,44)</b>	<b>(0,41)</b>
<b>Utile netto di competenza Eni - continuing operations</b>	(milioni di €)	<b>1.720</b>	<b>(7.952)</b>	<b>(1.051)</b>
<b>Utile (perdita) per azione semplice e diluito</b>	(ammontari in € per azione)	<b>0,48</b>	<b>(2,21)</b>	<b>(0,29)</b>
<b>Utile netto di competenza Eni - discontinued operations</b>	(milioni di €)	<b>(417)</b>	<b>(826)</b>	<b>(413)</b>
<b>Utile (perdita) per azione semplice e diluito</b>	(ammontari in € per azione)	<b>(0,12)</b>	<b>(0,23)</b>	<b>(0,12)</b>

huc

82 352/620

## Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative al settore Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2014	2015	2016
<b>Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione</b>	<b>1</b>	<b>68</b>	<b>4</b>
<b>Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:</b>			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	1.110	617	170
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	368	254	204
<b>Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico</b>	<b>1.478</b>	<b>871</b>	<b>374</b>
<b>Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo</b>	<b>1.081</b>	<b>735</b>	<b>1.092</b>
<b>Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal</b>	<b>2.577</b>	<b>2.637</b>	<b>2.818</b>
<b>Totale attività materiali e immateriali</b>	<b>3.658</b>	<b>3.372</b>	<b>3.910</b>
<b>Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione</b>	<b>126</b>	<b>131</b>	<b>118</b>
<b>Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)</b>	<b>1.030</b>	<b>566</b>	<b>437</b>
<b>Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)</b>	<b>368</b>	<b>254</b>	<b>204</b>
<b>Totale effort esplorativo</b>	<b>1.398</b>	<b>820</b>	<b>621</b>

## Informazioni per settore di attività e per area geografica

### Informazioni per settore di attività

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Per effetto della revoca del trattamento contabile del business Chimica come attività in discontinued operations come se la stessa classificazione non fosse mai stata attivata e dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) i dati relativi ai periodi posti a confronto sono stati riesposti (v. nota n. 1 – Criteri di redazione). I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili.

Al 31 dicembre 2016 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

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

**Gas & Power:** comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore Gas & Power comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione di Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione.

**Refining & Marketing e Chimica:** comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici.

**Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Syndial. I risultati della Direzione Energy Solutions, impegnata nello sviluppo del business dell'energia da fonti rinnovabili, sono compresi nell'aggregato Corporate e Altre attività poiché tale segmento operativo non soddisfa la soglia di rilevanza quantitativa prevista dall'IFRS 8 per essere un autonomo reportable segment.

I risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di riesposizione per conformarli a tali cambiamenti.

82352/621

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili Interni	Totale	Discontinued operations		
								Ingegneria & Costruzioni	Efficient Infragruppo	Continuing operations
<b>2014</b>										
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	28.488	73.434	28.994	12.873	1.429	54				
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.618)	(14.251)	(2.042)	(1.244)	(1.270)					
Ricavi da terzi	11.870	59.183	26.952	11.629	159	54	109.847	(11.629)		98.218
Risultato operativo	10.727	64	(2.811)	18	(518)	398	7.878	(18)	1.105	8.965
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	29	(26)	152	154	188	(3)	494	(154)		340
Ammortamenti	6.916	335	381	737	70	(26)	8.413	(737)		7.676
Svalutazioni (riprese di valore) nette	851	25	380	420	14		1.690	(420)		1.270
Radiazioni	1.197		1				1.198			1.198
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	62	42	4	21	2		131	(21)		110
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	72.917	19.342	13.313	14.210	1.300	(486)	120.596			
Attività non direttamente attribuibili							29.770			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.016	772	228	120	36		3.172			
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	19.152	12.141	4.093	6.171	3.903	(165)	45.295			
Passività non direttamente attribuibili							39.430			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.156	172	819	694	113	(82)	11.872			
<b>2015</b>										
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	21.436	52.096	22.639	11.507	1.468					
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.115)	(9.917)	(2.007)	(1.243)	(1.314)					
Ricavi da terzi	9.321	42.179	20.632	10.264	154		82.550	(10.264)		72.286
Risultato operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(694)	(497)	(23)	(4.998)	694	1.228	(3.076)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	221	41	148	104	226	8	748	(104)		644
Ammortamenti	8.080	363	454	618	71	(28)	9.558	(518)		8.940
Svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	590	20		7.124	(590)		6.534
Radiazioni	686	2					688			688
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(446)	(2)	(20)	17	(3)		(454)	(17)		(471)
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	73.073	14.290	10.483	13.608	1.117	(543)	112.028			
Attività non direttamente attribuibili							26.973			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.884	690	243	134	36		2.987	(134)		2.853
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	17.742	9.313	3.657	5.861	3.824	(199)	40.198			
Passività non direttamente attribuibili							41.394			
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.980	154	628	561	64	(85)	11.302			
<b>2016</b>										
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	16.089	40.961	18.733		1.343					
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.711)	(8.898)	(1.605)		(1.150)					
Ricavi da terzi	6.378	32.063	17.128		193		55.762			55.762
Risultato operativo	2.567	(391)	723		(681)	(61)	2.157			2.157
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	123	50	171		438	(277)	505			505
Ammortamenti	6.772	354	389		72	(28)	7.559			7.559
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(700)	81	104		40		(475)			(475)
Radiazioni	153	2	195				350			350
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(198)	19	(3)		(144)		(326)			(326)
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	75.716	12.014	10.712		1.146	(520)	99.068			
Attività non direttamente attribuibili							25.477			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.626	592	289		1.533		4.040			
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	17.433	8.923	3.968		3.939	(332)	33.931			
Passività non direttamente attribuibili							37.528			
Investimenti in attività materiali e immateriali	8.254	120	664		55	87	9.180			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.  
 (b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.  
 (c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

82 352 / 622

**Informazioni per area geografica**

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
<b>2014</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	26.722	15.254	9.099	8.559	21.105	37.976	1.881	120.596
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.757	827	1.378	1.165	1.904	4.689	152	11.872
<b>2015</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	21.360	12.370	7.937	7.442	22.359	38.927	1.633	112.028
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.320	708	1.151	727	2.326	5.020	50	11.302
<b>2016</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	18.769	7.370	6.960	5.397	19.471	39.812	1.289	99.068
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.163	331	460	233	1.978	5.004	11	9.180

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2014	2015	2016
Italia	29.234	24.405	21.280
Resto dell'Unione Europea	29.298	20.730	15.808
Resto dell'Europa	11.975	7.125	4.804
Americhe	5.763	4.217	3.212
Asia	12.840	9.086	5.619
Africa	8.786	6.482	4.865
Altre aree	322	241	174
	<b>98.218</b>	<b>72.286</b>	<b>55.762</b>

**Rapporti con parti correlate**

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- il rapporto intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I suddetti rapporti riguardano essenzialmente costi per servizi di comunicazione mobile per €7 milioni, assegnati a seguito di gara, e quindi esenti dall'applicazione della procedura interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate" emanata in attuazione della normativa Consob, ovvero, ove non esenti, valutati positivamente in applicazione della citata procedura;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2016" che si considera parte integrante delle presenti note.

Ne

Note al bilancio

82352/623

## Rapporti commerciali e diversi

Esercizio 2014

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2014			2014			Altri proventi (oneri) operativi			
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Costi Servizi Altro	Beni	Ricavi Servizi Altro			
<b>Continuing operations</b>										
<b>Joint venture e Imprese collegate</b>										
Agiba Petroleum Co	2	60			169					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	120	152								
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	23	12	6.122							
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH						134	2			
InAgip doo	52	11			44	1	7			
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	233		1.246	320	22	20			
KWANDA - Supporte Logistico Lda	68	15								
Mellitah Oil & Gas BV	98	58		10	235		7			
Petrobel Belajim Petroleum Co	32	375			603		2			
Petromar Lda	93	4	21							
South Stream Transport BV									1	
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1				152				
Unión Fenosa Gas SA			52		1	1				
Altre(*)	122	67		17	132	18	95	61	15	
	668	988	6.200	1.273	1.504	41	387	99	16	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV					342	7	32	2		
Eni BTC Ltd			167							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	61	1	10				3			
Altre(*)	13	52	1		11		4	2	4	
	74	53	178		353	7	4	37	6	
	742	1.041	6.378	1.273	1.857	48	391	136	22	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel	156	122			933		181	133	1	
Gruppo Snam	147	585	7	155	1.867	5	235	33	13	
Gruppo Terna	33	65		89	154	7	120	35	44	
GSE - Gestore Servizi Energetici	88	124		580	2	60	172	14		
Altre(*)	44	93		8	98	3	45	2	2	
	468	989	7	832	3.054	75	753	217	47	
Fondi pensione e fondazioni		2			4	60				
	1.210	2.032	6.385	2.105	4.915	183	1.144	353	69	
<b>Discontinued operations</b>										
<b>Joint venture e Imprese collegate</b>										
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due					159		216			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					3		14			
KWANDA - Supporte Logistico Lda					10		9			
Petrobel Belajim Petroleum Co							83			
Petromar Lda					1	1	61			
South Stream Transport BV							495			
Altre(*)					50		31			
					223	1	909			
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV							155			
Altre(*)					2					
					2		155			
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Snam							39			
Altre(*)					13		4			
					13		43			
Fondi pensione e fondazioni						1				
					238	2	1.107			
<b>Totale</b>	<b>1.210</b>	<b>2.032</b>	<b>6.385</b>	<b>2.105</b>	<b>5.153</b>	<b>185</b>	<b>1.144</b>	<b>1.460</b>	<b>69</b>	<b>208</b>

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

Me



82352/624

## Esercizio 2015

Denominazione	31.12.2015			2015						Altri proventi (oneri) operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
<b>Continuing operations</b>										
<b>Joint venture e imprese collegate</b>										
Agiba Petroleum Co	6	60			187					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due		1								
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno			6.122							
Karachaganak Petroleum Operating BV	48	171		748	403	8		10		
Mellitah Oil & Gas BV	8	16		46	339			19		
Petrobel Belayim Petroleum Co	16	183			543					
Petromar Lda	2		6							
Unión Fenosa Gas SA	1		57							(4)
Altre <sup>(*)</sup>	118	42		27	124	1	60	70	37	(2)
	199	473	6.185	821	1.596	9	60	99	32	(6)
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Eni México S. de RL de CV			101							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	65	1	9					3		
Altre <sup>(*)</sup>	17	19	3	2	2		4	2	2	
	82	20	113	2	2		4	5	2	
	281	493	6.298	823	1.598	9	64	104	39	(6)
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel	138	203			1.063		196	134		90
Gruppo Snam	144	522	3	137	2.014	5	249	24	1	
Gruppo Terna	18	42		109	125	14	77	19	29	12
GSE - Gestore Servizi Energetici	44	63		419	5	35	307	43		
Altre <sup>(*)</sup>	22	38			56	6	29	1		
	368	868	3	665	3.263	60	858	221	30	102
Fondi pensione e fondazioni	1	2			4	50				
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	185	300			453	12	35	60		
	833	1.663	6.301	1.488	5.318	131	957	385	69	96
<b>Discontinued operations</b>										
<b>Joint venture e imprese collegate</b>										
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	60	99	68		101			145		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	9	3			3			1		
KWANDA - Supporte Logistico Lda	69	10				5		8		
Mellitah Oil & Gas BV	9				7					
Petrobel Belayim Petroleum Co	19							86		
Petromar Lda	97	16			16			45		
Altre <sup>(*)</sup>	14	27		10	54		1	21	1	
	277	155	68	10	181	5	1	306	1	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Altre <sup>(*)</sup>	1	1			2					
	1	1			2					
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Snam	25	46						36		
Altre <sup>(*)</sup>		5			3					
	25	51			3			36		
Fondi pensione e fondazioni						1				
	303	207	68	10	186	6	1	342	1	
<b>Totale</b>	<b>1.136</b>	<b>1.870</b>	<b>6.369</b>	<b>1.498</b>	<b>5.504</b>	<b>137</b>	<b>958</b>	<b>727</b>	<b>70</b>	<b>96</b>

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

Ne

82352/625

**Esercizio 2016**

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2016				2015				Altri proventi (oneri) operativi	
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Costi Servizi	Altro	Ricavi Beni	Servizi		Altro
<b>Joint venture e imprese collegate</b>										
Agiba Petroleum Co	1	50			156					
Gruppo Saipem	64	224	8.094		775	6	9	37	5	
Karachaganak Petroleum Operating BV	47	187		573	333	12	7	1	19	
Mellitah Oil & Gas BV	7	134		5	472					
Petrobel Belayim Petroleum Co	225	532			1.940				2	
Unión Fenosa Gas SA			57				93		1	
Altre <sup>(*)</sup>	114	25	1	32	113		86	44	13	47
	<b>458</b>	<b>1.152</b>	<b>8.152</b>	<b>610</b>	<b>3.789</b>	<b>18</b>	<b>185</b>	<b>82</b>	<b>40</b>	<b>47</b>
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Eni BTC Ltd			192							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	69	1	3					2		
Altre <sup>(*)</sup>	9	16	51	4	4		6	2	2	
	<b>78</b>	<b>17</b>	<b>246</b>	<b>4</b>	<b>4</b>		<b>6</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	
	<b>536</b>	<b>1.169</b>	<b>8.398</b>	<b>614</b>	<b>3.793</b>	<b>18</b>	<b>201</b>	<b>86</b>	<b>42</b>	<b>47</b>
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel	151	254		28	780		88	95	19	182
Gruppo Snam	44	541	1	125	1.902	5	99	14		
Gruppo Terna	33	46		60	165	7	61	56		13
GSE - Gestore Servizi Energetici	58	32		206	5	32	344	68	2	5
Gruppo Italgas	54	1			4					
Altre <sup>(*)</sup>	43	24			37		62	6		
	<b>383</b>	<b>898</b>	<b>1</b>	<b>419</b>	<b>2.893</b>	<b>44</b>	<b>654</b>	<b>239</b>	<b>20</b>	<b>200</b>
<b>Fondi pensione e fondazioni</b>										
		2			4	28				
<b>Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»</b>										
	176	331		5	413	5		58	12	
<b>Totale</b>	<b>1.095</b>	<b>2.400</b>	<b>8.399</b>	<b>1.038</b>	<b>7.103</b>	<b>95</b>	<b>855</b>	<b>383</b>	<b>74</b>	<b>247</b>

[\*] Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

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

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e il rilascio da parte di Eni SpA di garanzie principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF -SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di gasolio, di carburante tramite carte di pagamento, la compravendita di gas, titoli ambientali, servizi di trasporto e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Snam e Italgas sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;

*me*

82352/626

- la compravendita di energia elettrica, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/2012.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €24 milioni;
- i contributi erogati e la prestazione di servizi a Eni Foundation e alla Fondazione Eni Enrico Mattei rispettivamente per €4 milioni e €4 milioni.

## Rapporti di natura finanziaria

### Esercizio 2014

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2014			2014	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
<b>Continuing operations</b>					
<b>Joint venture e imprese collegate</b>					
CARDÓN IV SA	621				29
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		6
Matrica SpA	200				5
Shatskmorneftegaz Sàrl	56			13	
Société Centrale Electrique du Congo SA	84		2		
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre <sup>(*)</sup>	48	13	19	28	4
	1.009	103	171	41	44
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>					
Altre <sup>(*)</sup>	68	73	2		1
	68	73	2		1
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>					
Altre <sup>(*)</sup>		5			1
		5			1
<b>Totale</b>	<b>1.077</b>	<b>181</b>	<b>173</b>	<b>41</b>	<b>46</b>

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

### Esercizio 2015

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015			2015	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
<b>Continuing operations</b>					
<b>Joint venture e imprese collegate</b>					
CARDÓN IV SA	1.112				65
Matrica SpA	209			10	11
Shatskmorneftegaz Sàrl	63			2	
Société Centrale Electrique du Congo SA	94				
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre <sup>(*)</sup>	52	7	12	19	9
	1.530	97	12	50	81
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>					
Altre <sup>(*)</sup>	51	111			1
	51	111			1
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>					
Altre <sup>(*)</sup>	27				1
	27				1
	1.608	208	12	50	83
<b>Discontinued operations</b>					
<b>Joint venture e imprese collegate</b>					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Altre <sup>(*)</sup>	5				
	5		150		
<b>Totale</b>	<b>1.613</b>	<b>208</b>	<b>162</b>	<b>50</b>	<b>83</b>

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

No

82352/627

Esercizio 2016

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2016			2016		Strumenti Finanziari Derivati
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
<b>Joint venture e imprese collegate</b>						
CARDÓN IV SA	1.054				96	
Matrica SpA	125			93	9	
Shatskmorneftegaz Sàrl	69			13	4	
Société Centrale Electrique du Congo SA	78			18		
Unión Fenosa Gas SA		85				
Gruppo Saipem			82		43	27
Altre <sup>(*)</sup>	52		2	17	4	
	<b>1.378</b>	<b>85</b>	<b>84</b>	<b>141</b>	<b>156</b>	<b>27</b>
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>						
Eni BTC Ltd		54				
Altre <sup>(*)</sup>	46	52		1	1	
	<b>46</b>	<b>106</b>		<b>1</b>	<b>1</b>	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
Altre <sup>(*)</sup>				3		
				<b>3</b>		
<b>Totale</b>	<b>1.424</b>	<b>191</b>	<b>84</b>	<b>145</b>	<b>157</b>	<b>27</b>

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

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

- il finanziamento concesso alla società CARDÓN IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla società Matrica SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres;
- il finanziamento concesso alla società Shatskmorneftegaz Sàrl per attività di esplorazione nel Mar Nero e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per la Unión Fenosa Gas SA e per la Eni BTC Ltd;
- le garanzie residue per affidamenti bancari concesse al gruppo Saipem e gli effetti economici relativi alla chiusura dei contratti derivati su valute stipulati con il gruppo Saipem in esercizi precedenti.

Il 22 gennaio 2016 è stata perfezionata la cessione del 12,503% del capitale sociale di Saipem SpA a COP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano SpA) per il corrispettivo complessivo di €463 milioni. Maggiori informazioni sull'operazione di cessione sono riportate alla nota n. 35 – Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

**Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari**

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)

	31.12.2014			31.12.2015			31.12.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	28.601	1.973	6,90	21.640	1.985	9,17	17.593	1.100	6,25
Altre attività correnti	4.385	43	0,98	3.642	50	1,37	2.591	57	2,20
Altre attività finanziarie non correnti	1.042	259	24,86	1.026	396	38,60	1.860	1.349	72,53
Altre attività non correnti	2.773	12	0,43	1.758	10	0,57	1.348	13	0,96
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	456			15.533	308	1,98	14		
Passività finanziarie a breve termine	2.716	181	6,66	5.720	208	3,64	3.396	191	5,62
Debiti commerciali e altri debiti	23.703	1.954	8,24	14.942	1.544	10,33	16.703	2.289	13,70
Altre passività correnti	4.489	58	1,29	4.712	96	2,04	2.599	88	3,39
Altre passività non correnti	2.285	20	0,88	1.852	23	1,24	1.768	23	1,30
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	165			6.485	207	3,19			

me

82352/628

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

(€ milioni)

	2014			2015			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
<b>Continuing operations</b>									
Ricavi della gestione caratteristica	98.218	1.497	1,52	72.286	1.342	1,86	55.762	1.238	2,22
Altri ricavi e proventi	1.079	69	6,39	1.252	69	5,51	931	74	7,95
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	77.404	7.143	9,23	56.848	6.882	12,11	44.124	8.212	18,61
Costo lavoro	2.929	60	2,05	3.119	55	1,76	2.994	24	0,80
Altri proventi (oneri) operativi	145	208	..	(485)	96	..	16	247	..
Proventi finanziari	5.701	46	0,81	8.635	83	0,96	5.850	157	2,69
Oneri finanziari	(2.057)	(41)	0,58	(10.104)	(50)	0,49	(6.232)	(145)	2,33
Strumenti Finanziari Derivati	165			160			(482)	27	..
<b>Discontinued operations</b>									
Totale ricavi	11.644	1.107	9,51	10.277	344	3,35			
Costi operativi	12.731	240	1,89	12.199	202	1,56			

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

(€ milioni)	2014	2015	2016
Ricavi e proventi	1.566	1.411	1.312
Costi e oneri	(6.022)	(5.786)	(5.623)
Altri proventi (oneri) operativi	208	96	247
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	164	105	182
Interessi	46	82	133
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(4.038)	(4.092)	(3.749)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	835	126	
Flusso di cassa netto da attività operativa	(3.203)	(3.966)	(3.749)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.181)	(1.151)	(2.613)
Disinvestimenti in partecipazioni			463
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(114)	(238)	252
Variazione crediti finanziari	(163)	(194)	5.650
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.458)	(1.583)	3.752
Variazione debiti finanziari	(99)	13	(192)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(99)	13	(192)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(4.760)	(5.536)	(199)

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

(€ milioni)

	2014			2015			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	14.742	(3.203)	..	11.649	(3.966)	..	7.673	(3.749)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(8.525)	(1.458)	17,00	(10.923)	(1.583)	14,49	(4.443)	3.752	..
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(5.062)	(99)	1,96	(1.351)	13	..	(3.651)	(192)	5,26

No

82352/629

**Altre informazioni sulle partecipazioni<sup>22</sup>**

**Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi**

Nel 2016 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi. Nel 2015 il Gruppo Eni non aveva controllate con significative interessenze di terzi perché il Gruppo Saipem era stato rappresentato come Discontinued operations.

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2016 è di €49 milioni (€1.916 milioni al 31 dicembre 2015, di cui €1.872 milioni relativo al Gruppo Saipem).

**Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo**

Nel 2015 e 2016 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

**Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2016**

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settori di attività	% Interessenza partecipativa	% diritti di voto
<b>Joint venture</b>					
CARDÓN IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Gas Distribution Company of Thessaloniki- Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
PetroJunin SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	40,00	40,00
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Altre attività	30,54	30,76
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
<b>Joint operation</b>					
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	50,00	50,00
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	71,43	71,43
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
<b>Collegate</b>					
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	Exploration & Production	33,33	33,33

[22] L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2016 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2016" che costituisce parte integrante delle presenti note.

me

Note al bilancio

82352/630

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

[€ milioni]	2015				
	CARDON IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Petro Junfa SA	Unión Fenosa Gas SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.125	61	197	695	326
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	27	34	5	55	113
Attività non correnti	2.951	204	623	1.156	1.086
<b>Totale attività</b>	<b>4.076</b>	<b>265</b>	<b>820</b>	<b>1.851</b>	<b>1.412</b>
Passività correnti	3.356	19	361	294	705
- di cui passività finanziarie correnti	2.223			55	496
Passività non correnti	298	23	25	697	167
- di cui passività finanziarie non correnti				590	76
<b>Totale passività</b>	<b>3.654</b>	<b>42</b>	<b>386</b>	<b>991</b>	<b>872</b>
<b>Net equity</b>	<b>422</b>	<b>223</b>	<b>434</b>	<b>860</b>	<b>540</b>
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	50,00%	49,00%	40,00%	50,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	211	109	174	503	264
Ricavi e altri proventi operativi	189	137	84	1.770	447
Costi operativi	(73)	(92)	(67)	(1.739)	(297)
Ammortamenti e svalutazioni	(29)	(14)	(33)	(137)	(178)
<b>Risultato operativo</b>	<b>87</b>	<b>31</b>	<b>(16)</b>	<b>(106)</b>	<b>(28)</b>
Proventi (oneri) finanziari	(84)		107	(53)	(5)
Proventi (oneri) su partecipazioni				29	(7)
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>3</b>	<b>31</b>	<b>91</b>	<b>(130)</b>	<b>(40)</b>
Imposte sul reddito	(11)	(9)	(18)	31	1
<b>Risultato netto</b>	<b>(8)</b>	<b>22</b>	<b>73</b>	<b>(99)</b>	<b>(39)</b>
Altre componenti dell'utile complessivo	44		30	25	26
<b>Totale utile complessivo</b>	<b>36</b>	<b>22</b>	<b>103</b>	<b>(74)</b>	<b>(13)</b>
<b>Utile (perdita) di competenza del Gruppo</b>	<b>(4)</b>	<b>11</b>	<b>29</b>	<b>(74)</b>	<b>(14)</b>
Dividendi percepiti dalla joint venture		8		13	8

82352/631

(€ milioni)

2016

	Seipem SpA	CARDÓN IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessalg SA	PetroJamín SA	Unión Fenosa Gas SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	2.783	451	34	336	651	209
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	1.892	31	8	2	25	56
Attività non correnti	6.500	3.628	285	703	1.037	886
<b>Totale attività</b>	<b>14.283</b>	<b>4.079</b>	<b>319</b>	<b>1.039</b>	<b>1.688</b>	<b>1.095</b>
Passività correnti	5.668	455	13	480	232	469
- di cui passività finanziarie correnti	206				61	299
Passività non correnti	3.730	3.230		32	650	339
- di cui passività finanziarie non correnti	3.194	2.108			547	281
<b>Totale passività</b>	<b>9.398</b>	<b>3.685</b>	<b>13</b>	<b>512</b>	<b>882</b>	<b>808</b>
<b>Net equity</b>	<b>4.885</b>	<b>394</b>	<b>306</b>	<b>527</b>	<b>806</b>	<b>287</b>
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	30,76%	50,00%	49,00%	40,00%	50,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.497	197	150	211	434	146
<b>Ricavi e altri proventi operativi</b>	<b>10.009</b>	<b>738</b>	<b>152</b>	<b>105</b>	<b>905</b>	<b>275</b>
<b>Costi operativi</b>	<b>(9.100)</b>	<b>(233)</b>	<b>(98)</b>	<b>(60)</b>	<b>(921)</b>	<b>(280)</b>
<b>Altri proventi (oneri) operativi</b>						<b>(5)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(2.408)</b>	<b>(87)</b>	<b>(22)</b>	<b>(40)</b>	<b>(131)</b>	<b>(169)</b>
<b>Risultato operativo</b>	<b>(1.499)</b>	<b>418</b>	<b>32</b>	<b>5</b>	<b>(147)</b>	<b>(179)</b>
<b>Proventi (oneri) finanziari</b>	<b>(154)</b>	<b>(206)</b>		<b>94</b>	<b>31</b>	<b>(19)</b>
<b>Proventi (oneri) su partecipazioni</b>	<b>18</b>				<b>13</b>	
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>(1.635)</b>	<b>212</b>	<b>32</b>	<b>99</b>	<b>(103)</b>	<b>(198)</b>
<b>Imposte sul reddito</b>	<b>(445)</b>	<b>(252)</b>	<b>(12)</b>	<b>(24)</b>	<b>23</b>	<b>(20)</b>
<b>Risultato netto</b>	<b>(2.080)</b>	<b>(40)</b>	<b>20</b>	<b>75</b>	<b>(80)</b>	<b>(218)</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>	<b>48</b>	<b>12</b>		<b>18</b>	<b>29</b>	<b>(2)</b>
<b>Totale utile complessivo</b>	<b>(2.032)</b>	<b>(28)</b>	<b>20</b>	<b>93</b>	<b>(51)</b>	<b>(220)</b>
<b>Utile (perdita) di competenza del Gruppo</b>	<b>(144)</b>	<b>(20)</b>	<b>10</b>	<b>30</b>	<b>(82)</b>	<b>(125)</b>
<b>Dividendi percepiti dalla joint venture</b>			<b>10</b>			<b>95</b>

me



82352/632

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

[€ milioni]

2015

	Angola LNG Ltd	PetroSudco SA	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
Attività correnti	111	950	329	215
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	11	2	234	29
Attività non correnti	8.092	618	126	417
<b>Totale attività</b>	<b>8.203</b>	<b>1.568</b>	<b>455</b>	<b>632</b>
Passività correnti	498	1.013	101	165
- di cui passività finanziarie correnti				50
Passività non correnti	215	81	14	130
- di cui passività finanziarie non correnti				69
<b>Totale passività</b>	<b>713</b>	<b>1.094</b>	<b>115</b>	<b>295</b>
<b>Net equity</b>	<b>7.490</b>	<b>474</b>	<b>340</b>	<b>337</b>
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	26,00%	33,33%	
<b>Valore di iscrizione della partecipazione</b>	<b>1.019</b>	<b>123</b>	<b>113</b>	<b>150</b>
Ricavi e altri proventi operativi		466	142	487
Costi operativi	(255)	(452)	(59)	(415)
Ammortamenti e svalutazioni	(3.180)	(197)	(28)	(36)
<b>Risultato operativo</b>	<b>(3.435)</b>	<b>(183)</b>	<b>55</b>	<b>36</b>
Proventi (oneri) finanziari	(10)	(11)	18	(4)
Proventi (oneri) su partecipazioni				1
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>(3.445)</b>	<b>(194)</b>	<b>73</b>	<b>33</b>
Imposte sul reddito		(60)	(12)	(7)
<b>Risultato netto</b>	<b>(3.445)</b>	<b>(254)</b>	<b>61</b>	<b>26</b>
Altre componenti dell'utile complessivo	992	71	35	9
<b>Totale utile complessivo</b>	<b>(2.453)</b>	<b>(183)</b>	<b>96</b>	<b>35</b>
<b>Utile (perdita) di competenza del Gruppo</b>	<b>(469)</b>	<b>(66)</b>	<b>20</b>	<b>3</b>
<b>Dividendi percepiti dalla collegata</b>			<b>21</b>	<b>1</b>

82352/633

(€ milioni)

2016

	Angola LNG Ltd	PetroSudre SA	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
Attività correnti	507	1.119	253	219
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	339	3	146	29
Attività non correnti	8.376		140	569
<b>Totale attività</b>	<b>8.883</b>	<b>1.119</b>	<b>393</b>	<b>788</b>
Passività correnti	284	1.049	41	183
- di cui passività finanziarie correnti				25
Passività non correnti	1.863	70	1	200
- di cui passività finanziarie non correnti	1.699			78
<b>Totale passività</b>	<b>2.147</b>	<b>1.119</b>	<b>42</b>	<b>383</b>
<b>Net equity</b>	<b>6.736</b>		<b>351</b>	<b>405</b>
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	26,00%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	816		117	167
<b>Ricavi e altri proventi operativi</b>	<b>84</b>	<b>315</b>	<b>102</b>	<b>924</b>
<b>Costi operativi</b>	<b>(281)</b>	<b>(224)</b>	<b>(61)</b>	<b>(827)</b>
<b>Altri proventi (oneri) operativi</b>				<b>(2)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>	<b>(188)</b>	<b>(568)</b>	<b>(13)</b>	<b>(57)</b>
<b>Risultato operativo</b>	<b>(385)</b>	<b>(477)</b>	<b>28</b>	<b>38</b>
<b>Proventi (oneri) finanziari</b>	<b>(70)</b>	<b>228</b>	<b>11</b>	<b>(4)</b>
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>(455)</b>	<b>(249)</b>	<b>39</b>	<b>34</b>
<b>Imposte sul reddito</b>		<b>(103)</b>	<b>5</b>	<b>(5)</b>
<b>Risultato netto</b>	<b>(455)</b>	<b>(352)</b>	<b>44</b>	<b>29</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>	<b>200</b>	<b>(8)</b>	<b>11</b>	<b>1</b>
<b>Totale utile complessivo</b>	<b>(255)</b>	<b>(360)</b>	<b>55</b>	<b>30</b>
<b>Utile (perdita) di competenza del Gruppo</b>	<b>(62)</b>	<b>(92)</b>	<b>14</b>	<b>4</b>
<b>Dividendi percepiti dalla collegata</b>		<b>30</b>	<b>14</b>	<b>9</b>

### 📌 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2014, 2015 e 2016 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

### 📌 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2014, 2015 e 2016 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

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

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

82352/634

## Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

### Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2015</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Attività relative a riserve certe	15.280	15.110	26.904		35.241	3.364	10.424	16.156	2.037	124.516
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	297	444		2.443	1	1.229	874	203	5.509
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	355	42	1.758		1.318	112	34	74	15	3.708
Immobilizzazioni in corso	1.114	3.501	2.280		4.932	8.900	1.665	729	123	23.244
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>16.767</b>	<b>18.950</b>	<b>31.386</b>		<b>43.934</b>	<b>12.377</b>	<b>13.352</b>	<b>17.833</b>	<b>2.378</b>	<b>156.977</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(12.184)	(11.431)	(20.268)		(25.235)	(1.422)	(9.691)	(13.344)	(1.122)	(94.857)
<b>Costi capitalizzati netti società consolidate<sup>(a)</sup></b>	<b>4.583</b>	<b>7.519</b>	<b>11.118</b>		<b>18.699</b>	<b>10.955</b>	<b>3.661</b>	<b>4.489</b>	<b>1.256</b>	<b>62.280</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Attività relative a riserve certe		3	89		23		624	2.010		2.749
Attività relative a riserve probabili e possibili		17					93			110
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8					6		14
Immobilizzazioni in corso		10	5		1.508		23	112		1.658
<b>Costi capitalizzati lordi</b>		<b>30</b>	<b>102</b>		<b>1.531</b>		<b>740</b>	<b>2.128</b>		<b>4.531</b>
Fondi ammortamento e svalutazione		(23)	(77)		(441)		(628)	(338)		(1.507)
<b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate<sup>(a)</sup></b>		<b>7</b>	<b>25</b>		<b>1.090</b>		<b>112</b>	<b>1.790</b>		<b>3.024</b>
<b>2016</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Attività relative a riserve certe	15.951	18.678	28.754	15.262	38.539	10.790	11.680	17.127	2.085	143.604
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	301	471	55	2.461	1	1.155	903	210	5.520
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	357	42	1.830	203	1.375	111	37	77	15	3.844
Immobilizzazioni in corso	724	242	4.175	1.828	5.117	2.565	2.248	317	134	15.522
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>17.050</b>	<b>19.263</b>	<b>35.230</b>	<b>17.348</b>	<b>47.492</b>	<b>13.467</b>	<b>15.120</b>	<b>18.424</b>	<b>2.444</b>	<b>168.490</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.022)	(12.113)	(22.396)	(11.022)	(27.264)	(1.608)	(11.000)	(14.301)	(1.227)	(102.931)
<b>Costi capitalizzati netti società consolidate<sup>(a)</sup></b>	<b>4.028</b>	<b>7.150</b>	<b>12.834</b>	<b>6.326</b>	<b>20.228</b>	<b>11.859</b>	<b>4.120</b>	<b>4.123</b>	<b>1.217</b>	<b>65.559</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Attività relative a riserve certe		2	82		14		657	2.037	1	2.792
Attività relative a riserve probabili e possibili		15					96			111
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8					7		15
Immobilizzazioni in corso		9	5		1.596		24	153		1.800
<b>Costi capitalizzati lordi</b>		<b>26</b>	<b>95</b>		<b>1.610</b>		<b>777</b>	<b>2.297</b>		<b>4.805</b>
Fondi ammortamento e svalutazione		(20)	(72)		(482)		(682)	(502)		(1.858)
<b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate<sup>(a)</sup></b>		<b>6</b>	<b>23</b>		<b>1.128</b>		<b>95</b>	<b>1.695</b>		<b>2.947</b>

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €1.029 milioni nel 2015 e per €1.090 milioni nel 2016 per le società consolidate e per €92 milioni nel 2015 e €95 milioni nel 2016 per le società in joint venture e collegate.

Informazioni supplementari  
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

82352/635

## Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2014</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	29	188	227		635		160	139	20	1.398
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	1.382	2.395	955		3.479	572	1.118	1.169	122	11.192
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>1.411</b>	<b>2.583</b>	<b>1.182</b>		<b>4.114</b>	<b>572</b>	<b>1.278</b>	<b>1.308</b>	<b>142</b>	<b>12.590</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		2					33	1		36
Costi di sviluppo <sup>(b)</sup>			1		22		38	375		436
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>		<b>2</b>	<b>1</b>		<b>22</b>		<b>71</b>	<b>376</b>		<b>472</b>
<b>2015</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	28	176	289		196		71	54	6	820
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	207	1.006	1.574		2.957	819	1.332	745	18	8.658
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>235</b>	<b>1.182</b>	<b>1.863</b>		<b>3.153</b>	<b>819</b>	<b>1.403</b>	<b>799</b>	<b>24</b>	<b>9.478</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					14	1		16
Costi di sviluppo <sup>(b)</sup>		1	1		112		35	554		703
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>		<b>2</b>	<b>1</b>		<b>112</b>		<b>49</b>	<b>555</b>		<b>719</b>
<b>2016</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	27	51	364	306	70		80	26	3	621
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	387	437	2.446	1.752	2.019	651	1.232	(5)	1	7.168
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>414</b>	<b>488</b>	<b>2.812</b>	<b>2.060</b>	<b>2.089</b>	<b>651</b>	<b>1.312</b>	<b>21</b>	<b>4</b>	<b>7.791</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					13			14
Costi di sviluppo <sup>(b)</sup>			1		28		12	95		136
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>		<b>1</b>	<b>1</b>		<b>28</b>		<b>25</b>	<b>95</b>		<b>150</b>

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €2.062 milioni nel 2014, decrementi per €817 milioni nel 2015 e decrementi per €665 milioni nel 2016.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €47 milioni nel 2014, costi per €54 milioni nel 2015 e decrementi per €15 milioni nel 2016.

gpc

82352/636

**Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi**

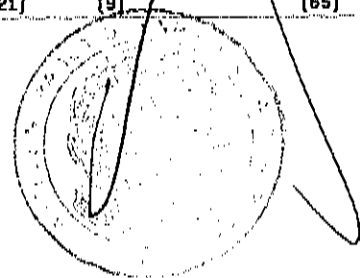
I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.028	2.721	2.010	4.716	346	589	1.691	67	15.168
- vendite a terzi		596	7.415	1.369	976	774	129	299	11.568
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.028</b>	<b>3.317</b>	<b>9.425</b>	<b>6.085</b>	<b>1.322</b>	<b>1.363</b>	<b>1.820</b>	<b>366</b>	<b>26.726</b>
Costi operativi	(423)	(687)	(694)	(935)	(208)	(223)	(357)	(124)	(3.651)
Imposte sulla produzione	(293)		(291)	(648)		(33)		(15)	(1.280)
Costi di ricerca	(36)	(245)	(72)	(681)		(204)	(171)	(69)	(1.478)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(819)	(1.082)	(1.330)	(1.985)	(90)	(860)	(1.295)	(175)	(7.636)
Altri (oneri) proventi	(184)	(96)	(773)	(358)	(251)	(124)	(78)	(30)	(1.894)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>1.273</b>	<b>1.207</b>	<b>5.265</b>	<b>1.478</b>	<b>773</b>	<b>(81)</b>	<b>(81)</b>	<b>(47)</b>	<b>10.787</b>
Imposte sul risultato	(503)	(785)	(3.992)	(1.155)	(291)	(102)	29	43	(6.756)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate</b>	<b>770</b>	<b>422</b>	<b>2.273</b>	<b>323</b>	<b>482</b>	<b>(183)</b>	<b>(52)</b>	<b>(4)</b>	<b>4.031</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			87	232		338
<b>Totale ricavi</b>			<b>19</b>			<b>87</b>	<b>232</b>		<b>338</b>
Costi operativi			(11)			(11)	(27)		(49)
Imposte sulla produzione			(3)				(94)		(97)
Costi di ricerca		(1)	(2)			(31)	(1)		(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(2)			(40)	(60)		(103)
Altri (oneri) proventi		(1)	1	(32)		(3)	(41)		(76)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>		<b>(3)</b>	<b>2</b>	<b>(32)</b>		<b>2</b>	<b>9</b>		<b>(22)</b>
Imposte sul risultato			(2)			(23)	(18)		(43)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate</b>		<b>(3)</b>		<b>(32)</b>		<b>(21)</b>	<b>(9)</b>		<b>(65)</b>

(a) Include svalutazioni di attività per €851 milioni.



No

Informazioni supplementari  
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

82352/637

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2015</b>									
<b>Società consolidate</b>									
<b>Ricavi:</b>									
- vendite a imprese consolidate	2.124	1.828	1.403	3.514	231	628	1.118	29	10.875
- vendite a terzi		501	5.681	914	659	854	131	226	8.966
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.124</b>	<b>2.329</b>	<b>7.084</b>	<b>4.428</b>	<b>890</b>	<b>1.482</b>	<b>1.249</b>	<b>255</b>	<b>19.841</b>
Costi operativi	(403)	(642)	(948)	(1.099)	(239)	(235)	(453)	(108)	(4.127)
Imposte sulla produzione	(184)		(240)	(405)		(30)		(9)	(868)
Costi di ricerca	(35)	(205)	(164)	(216)		(210)	(35)	(6)	(871)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(750)	(2.022)	(2.938)	(3.835)	(109)	(1.491)	(1.775)	(111)	(13.031)
Altri (oneri) proventi	(215)	(142)	(554)	(290)	(156)	(282)	(9)	(23)	(1.681)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>537</b>	<b>(682)</b>	<b>2.230</b>	<b>(1.417)</b>	<b>386</b>	<b>(766)</b>	<b>(1.023)</b>	<b>(2)</b>	<b>(737)</b>
Imposte sul risultato	(182)	589	(2.148)	272	(142)	90	406	(25)	(1.140)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate</b>	<b>355</b>	<b>(93)</b>	<b>82</b>	<b>(1.145)</b>	<b>244</b>	<b>(676)</b>	<b>(617)</b>	<b>(27)</b>	<b>(1.877)</b>
<b>Società in Joint venture e collegate</b>									
<b>Ricavi:</b>									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			68	248		335
<b>Totale ricavi</b>			<b>19</b>			<b>68</b>	<b>248</b>		<b>335</b>
Costi operativi			(9)			(13)	(49)		(71)
Imposte sulla produzione			(3)				(82)		(85)
Costi di ricerca						(16)			(16)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(3)	(432)		(77)	(78)		(591)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)	(35)		(6)	(48)		(93)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>		<b>(4)</b>	<b>3</b>	<b>(467)</b>		<b>(44)</b>	<b>(9)</b>		<b>(521)</b>
Imposte sul risultato			(3)			8	(29)		(24)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in Joint venture e collegate</b>		<b>(4)</b>		<b>(467)</b>		<b>(36)</b>	<b>(38)</b>		<b>(545)</b>

(a) Include svalutazioni di attività per €5.051 milioni.

me

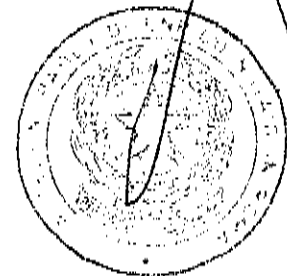
Informazioni supplementari  
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

82352/638

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	Egitto (d'ocul)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2016</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.217	1.673	941	9	3.178	252	1.027	833	4	9.125
- vendite a terzi		432	4.312	1.471	485	606	114	102	165	6.216
<b>Totale ricavi</b>	<b>1.217</b>	<b>2.105</b>	<b>5.253</b>	<b>1.480</b>	<b>3.663</b>	<b>858</b>	<b>1.141</b>	<b>935</b>	<b>169</b>	<b>15.341</b>
Costi operativi	(311)	(599)	(807)	(356)	(968)	(269)	(215)	(325)	(49)	(3.543)
Imposte sulla produzione	(96)		(176)		(282)		(17)		(5)	(576)
Costi di ricerca	(35)	(40)	(87)	(42)	(142)		(39)	(28)	(3)	(374)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(923)	(943)	(1.366)	(591)	(1.093)	(129)	(952)	(480)	(67)	(5.953)
Altri (oneri) proventi	(342)	(232)	(466)	(265)	(917)	(57)	(130)	(120)	(8)	(2.222)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>(490)</b>	<b>291</b>	<b>2.351</b>	<b>126</b>	<b>261</b>	<b>403</b>	<b>(212)</b>	<b>(18)</b>	<b>37</b>	<b>2.623</b>
Imposte sul risultato	159	(1)	(1.707)	(89)	97	(139)	32	(9)	(9)	(1.577)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate</b>	<b>(331)</b>	<b>290</b>	<b>644</b>	<b>37</b>	<b>358</b>	<b>264</b>	<b>(180)</b>	<b>(27)</b>	<b>28</b>	<b>1.046</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15				36	493		544
<b>Totale ricavi</b>			<b>15</b>				<b>36</b>	<b>493</b>		<b>544</b>
Costi operativi			(9)				(10)	(54)		(73)
Imposte sulla produzione			(3)					(121)		(124)
Costi di ricerca							(13)			(13)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(26)		(32)	(240)		(299)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)		(26)		(16)	(25)		(71)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>		<b>(3)</b>	<b>1</b>		<b>(52)</b>		<b>(35)</b>	<b>53</b>		<b>(36)</b>
Imposte sul risultato			(2)				(6)	(162)		(170)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate</b>		<b>(3)</b>	<b>(1)</b>		<b>(52)</b>		<b>(41)</b>	<b>(109)</b>		<b>(206)</b>

(a) Include svalutazioni (ripresa di valore) nette per -€700 milioni.



he

Informazioni supplementari  
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

82352/639

## Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2016 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 42,8 \$/barile.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione<sup>23</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>24</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2016 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates<sup>24</sup> hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2016 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 41% delle riserve Eni al 31 dicembre 2016<sup>25</sup>.

Nel triennio 2014-2016 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 94% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2016 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Zubair (Iraq), Bu Attifel (Libia) e CAF-C-MLE (Algeria).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 50%, il 52% e il 59% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2014, 2015 e 2016. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 5% e il 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2014, 2015 e 2016. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano lo 0,5%, lo 0,6% e lo 1,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2014, 2015 e 2016; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2014, 2015 e 2016.

[23] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott e dal 2015 la società Gaffney, Cline & Associates.

[24] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2016".

[25] Include le riserve delle società in joint venture e collegate.



82352/640

**Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)**

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
di cui: sviluppate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
non sviluppate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
Acquisizioni		1							1
Revisioni di precedenti stime	49	35	32	70	35	16	22	(7)	252
Miglioramenti di recupero assistito			3	1	2				6
Estensioni e nuove scoperte	1		2	36			5		44
Produzione	(27)	(34)	(91)	(84)	(19)	(13)	(27)	(2)	(297)
Cessioni		(1)		(7)					(8)
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
di cui: sviluppate			16				19		35
non sviluppate				15		1	97		113
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(1)	3			5		7
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)	(1)			(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	790	756	697	132	264	13	3.226
<b>Sviluppate</b>									
consolidate	184	174	534	477	306	64	142	12	1.893
joint venture e collegate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
<b>Non sviluppate</b>									
consolidate	59	157	256	279	391	68	122	1	1.333
joint venture e collegate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
joint venture e collegate			1	10		1	91		103

A large handwritten signature in black ink is written over a circular stamp. The signature appears to be 'Nce'. The stamp is partially obscured by the signature and contains some illegible text.

Informazioni supplementari  
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

82352/661

(milioni di barili)

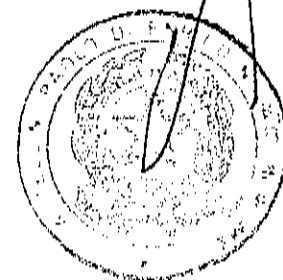
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2015</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
di cui: sviluppate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
non sviluppate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
<b>Acquisizioni</b>									
Revisioni di precedenti stime	10	5	139	143	94	159	64	(2)	612
Miglioramenti di recupero assistito			2						2
Estensioni e nuove scoperte			2	14			6		22
Produzione	(25)	(31)	(98)	(93)	(20)	(28)	(28)	(2)	(325)
Cessioni				(16)					(16)
<b>Riserve al 31 dicembre 2015</b>	<b>228</b>	<b>305</b>	<b>821</b>	<b>787</b>	<b>771</b>	<b>262</b>	<b>189</b>	<b>9</b>	<b>3.372</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
di cui: sviluppate			13	7			26		46
non sviluppate			1	10		1	91		103
<b>Acquisizioni</b>									
Revisioni di precedenti stime				(1)			45		44
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(1)	(4)		(6)
Cessioni									
<b>Riserve al 31 dicembre 2015</b>			<b>13</b>	<b>16</b>			<b>158</b>		<b>187</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2015</b>	<b>228</b>	<b>305</b>	<b>834</b>	<b>803</b>	<b>771</b>	<b>262</b>	<b>347</b>	<b>9</b>	<b>3.559</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>171</b>	<b>237</b>	<b>555</b>	<b>517</b>	<b>355</b>	<b>126</b>	<b>178</b>	<b>9</b>	<b>2.148</b>
consolidate	171	237	542	511	355	126	149	9	2.100
joint venture e collegate			13	6			29		48
<b>Non sviluppate</b>	<b>57</b>	<b>68</b>	<b>279</b>	<b>286</b>	<b>416</b>	<b>136</b>	<b>169</b>		<b>1.411</b>
consolidate	57	68	279	276	416	136	40		1.272
joint venture e collegate				10			129		139

me

82352/642

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2016</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	821	327	787	771	262	189	9	3.372
di cui: sviluppate	171	237	542	230	511	355	126	149	9	2.100
non sviluppate	57	68	279	97	276	416	136	40		1.272
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(35)	(4)	(7)	(26)	113	20	73	(1)	1	160
Miglioramenti di recupero assistito		1	1							2
Estensioni e nuove scoperte		2	9	8						11
Produzione	(17)	(40)	(89)	(28)	(91)	(24)	(28)	(25)	(1)	(315)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	735	281	809	767	307	163	9	3.230
<b>Società in Joint venture e collegate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2015			13		16			158		187
di cui: sviluppate			13		6			29		48
non sviluppate					10			129		139
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			1		(1)			(13)		(13)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)					(5)		(6)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	748	281	824	767	307	303	9	3.398
<b>Sviluppate</b>	132	228	505	205	515	556	124	165	8	2.233
consolidate	132	228	492	205	507	556	124	143	8	2.190
joint venture e collegate			13		8			22		43
<b>Non sviluppate</b>	44	36	243	76	309	211	183	138	1	1.165
consolidate	44	36	243	76	302	211	183	20	1	1.040
joint venture e collegate					7			118		125



Informazioni supplementari  
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

82352/643

## Gas naturale

(milioni di metri cubi)

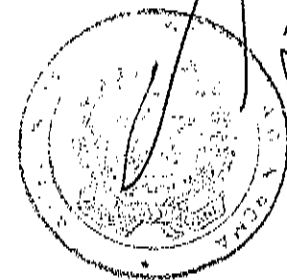
	Italia	Resto d'Europa	Africa Sottentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
di cui: sviluppate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
non sviluppate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
Acquisizioni		607							607
Revisioni di precedenti stime	3.189	2.790	18.923	6.054	4.685	4.414	638	(37)	40.656
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		8	549	9.646		1.683	464		12.350
Produzione	(6.034)	(5.531)	(12.765)	(5.245)	(2.074)	(3.208)	(2.253)	(1.143)	(43.253)
Cessioni		(19)		(6)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
di cui: sviluppate			418			382	151		951
non sviluppate			3	9.350		421	94.804		104.578
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			53	713		(54)	(3)		709
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(55)	(106)		(239)	(9)		(409)
Cessioni									
Riserva al 31 dicembre 2014			419	9.957		510	94.943		105.829
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	150.288	87.608	58.013	24.488	108.189	22.821	525.087
<b>Sviluppate</b>	33.754	25.125	60.170	38.520	43.966	7.666	11.286	19.102	239.589
consolidate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
joint venture e collegate			415	2.540		273	145		3.373
<b>Non sviluppate</b>	6.730	8.071	90.118	49.088	14.047	16.822	96.903	3.719	285.498
consolidate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
joint venture e collegate			4	7.417		237	94.798		102.456

Informazioni supplementari  
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

82352/666

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2015</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
di cui: sviluppate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
non sviluppate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	1.948	2.101	4.606	4.144	10.893	663	1.941	128	26.424
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	123		3.503			3.218			6.844
Produzione	(5.650)	(5.703)	(22.097)	(4.840)	(2.257)	(2.995)	(2.659)	(1.156)	(47.357)
Cessioni				(99)			(109)		(208)
<b>Riserve al 31 dicembre 2015</b>	<b>36.905</b>	<b>29.594</b>	<b>135.881</b>	<b>76.856</b>	<b>66.649</b>	<b>24.864</b>	<b>12.419</b>	<b>21.793</b>	<b>404.961</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2014			419	9.957		510	94.943		105.829
di cui: sviluppate			415	2.540		273	145		3.373
non sviluppate			4	7.417		237	94.798		102.456
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(3)	1.019		98	7.168		8.282
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(53)	(9)		(249)	(712)		(1.023)
Cessioni									
<b>Riserve al 31 dicembre 2015</b>			<b>363</b>	<b>10.967</b>		<b>359</b>	<b>101.398</b>		<b>113.088</b>
<b>Riserve al 31 dicembre 2015</b>	<b>36.905</b>	<b>29.594</b>	<b>136.244</b>	<b>87.823</b>	<b>66.649</b>	<b>25.223</b>	<b>113.818</b>	<b>21.793</b>	<b>518.049</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>29.757</b>	<b>26.034</b>	<b>73.031</b>	<b>41.743</b>	<b>51.832</b>	<b>5.485</b>	<b>47.240</b>	<b>16.562</b>	<b>291.684</b>
consolidate	29.757	26.034	72.668	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
joint venture e collegate			363	2.376		260	36.691		39.690
<b>Non sviluppate</b>	<b>7.148</b>	<b>3.560</b>	<b>63.213</b>	<b>46.080</b>	<b>14.817</b>	<b>19.738</b>	<b>66.578</b>	<b>5.231</b>	<b>226.365</b>
consolidate	7.148	3.560	63.213	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
joint venture e collegate				8.591		99	64.708		73.398



he

Informazioni supplementari  
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

82352/645

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Sottentrionale*	Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2016</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	135.881	26.817	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
di cui: sviluppate	29.757	26.034	72.668	23.264	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
non sviluppate	7.148	3.560	63.213	3.553	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
<b>Acquisizioni</b>										
Revisioni di precedenti stime	(4.374)	495	14.040	710	6.324	6.334	5.657	228	352	29.056
<b>Miglioramenti di recupero assistito</b>										
Estensioni e nuove scoperte			134.986	134.980			421	5		135.412
Produzione	(4.883)	(5.200)	(22.719)	(6.191)	(4.811)	(2.634)	(2.547)	(2.659)	(1.181)	(46.634)
<b>Cessioni</b>										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	262.188	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
<b>Società (in joint venture e collegate)</b>										
Riserve al 31 dicembre 2015			363		10.967		359	101.399		113.088
di cui: sviluppate			363		2.376		260	36.691		39.690
non sviluppate					8.591		99	64.708		73.398
<b>Acquisizioni</b>										
Revisioni di precedenti stime			102		(244)		(15)	(126)		(283)
<b>Miglioramenti di recupero assistito</b>										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(51)		(302)		(195)	(2.640)		(3.188)
<b>Cessioni</b>										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
Riserve al 31 dicembre 2015	27.648	24.889	262.602	156.316	88.790	70.349	28.544	108.626	20.964	632.412
<b>Sviluppate</b>										
consolidate	23.925	22.674	71.684	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
joint venture e collegate			414		2.927		149	50.445		53.935
<b>Non sviluppate</b>										
consolidate	3.723	2.215	190.504	133.686	39.094	6.958	20.484	48.601	5.142	316.721
joint venture e collegate					7.494			48.188		55.682

#### Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2014, 2015 e 2016. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri. I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

me

82352/646

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakistan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2014</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Entrate di cassa future	24.951	29.140	96.372	65.853	55.740	13.664	10.955	4.849	301.524
Costi futuri di produzione	(6.374)	(6.856)	(19.906)	(18.236)	(9.878)	(4.158)	(2.680)	(1.092)	(69.180)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.698)	(5.292)	(9.673)	(9.139)	(4.576)	(4.600)	(1.892)	(356)	(40.226)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>13.879</b>	<b>16.992</b>	<b>66.793</b>	<b>38.478</b>	<b>41.286</b>	<b>4.906</b>	<b>6.383</b>	<b>3.401</b>	<b>192.118</b>
Imposte sul reddito future	(3.583)	(10.595)	(35.484)	(20.514)	(10.400)	(1.462)	(2.401)	(989)	(85.428)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>10.296</b>	<b>6.397</b>	<b>31.309</b>	<b>17.964</b>	<b>30.886</b>	<b>3.444</b>	<b>3.982</b>	<b>2.412</b>	<b>106.690</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(4.064)	(1.464)	(13.905)	(7.164)	(19.699)	(1.900)	(1.353)	(1.106)	(50.655)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>6.232</b>	<b>4.933</b>	<b>17.404</b>	<b>10.800</b>	<b>11.187</b>	<b>1.544</b>	<b>2.629</b>	<b>1.306</b>	<b>56.035</b>
<b>Società in Joint Venture e collegate</b>									
Entrate di cassa future			485	3.861		200	18.871		23.417
Costi futuri di produzione			(165)	(692)		(33)	(5.724)		(6.614)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(18)	(104)		(51)	(2.032)		(2.205)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>			<b>302</b>	<b>3.065</b>		<b>116</b>	<b>11.115</b>		<b>14.598</b>
Imposte sul reddito future			(23)	(426)		(45)	(4.608)		(5.102)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>			<b>279</b>	<b>2.639</b>		<b>71</b>	<b>6.507</b>		<b>9.496</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(158)	(1.442)		(11)	(4.327)		(5.938)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>			<b>121</b>	<b>1.197</b>		<b>60</b>	<b>2.180</b>		<b>3.558</b>
<b>Totale</b>	<b>6.232</b>	<b>4.933</b>	<b>17.525</b>	<b>11.997</b>	<b>11.187</b>	<b>1.604</b>	<b>4.809</b>	<b>1.306</b>	<b>59.993</b>
<b>31 dicembre 2015</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Entrate di cassa future	16.760	18.692	58.390	44.114	34.589	13.027	8.101	3.519	197.192
Costi futuri di produzione	(4.995)	(5.554)	(13.481)	(14.645)	(8.846)	(4.585)	(3.091)	(804)	(56.001)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.299)	(4.379)	(9.457)	(9.359)	(4.108)	(4.964)	(1.644)	(218)	(38.428)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>7.466</b>	<b>8.759</b>	<b>35.452</b>	<b>20.110</b>	<b>21.635</b>	<b>3.478</b>	<b>3.366</b>	<b>2.497</b>	<b>102.763</b>
Imposte sul reddito future	(1.657)	(4.349)	(17.195)	(8.222)	(4.682)	(1.230)	(933)	(604)	(38.872)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>5.809</b>	<b>4.410</b>	<b>18.257</b>	<b>11.888</b>	<b>16.953</b>	<b>2.248</b>	<b>2.433</b>	<b>1.893</b>	<b>63.891</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.077)	(817)	(7.844)	(4.976)	(10.561)	(1.276)	(970)	(901)	(29.422)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>3.732</b>	<b>3.593</b>	<b>10.413</b>	<b>6.912</b>	<b>6.392</b>	<b>972</b>	<b>1.463</b>	<b>992</b>	<b>34.469</b>
<b>Società in Joint Venture e collegate</b>									
Entrate di cassa future			313	3.047		85	18.519		21.964
Costi futuri di produzione			(177)	(1.021)		(32)	(5.370)		(6.800)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(5)	(95)		(22)	(2.118)		(2.240)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>			<b>131</b>	<b>1.931</b>		<b>31</b>	<b>11.031</b>		<b>13.124</b>
Imposte sul reddito future			(8)	(251)		(10)	(4.088)		(4.357)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>			<b>123</b>	<b>1.680</b>		<b>21</b>	<b>6.943</b>		<b>8.767</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(70)	(1.016)		(2)	(4.358)		(5.446)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>			<b>53</b>	<b>664</b>		<b>19</b>	<b>2.585</b>		<b>3.321</b>
<b>Totale</b>	<b>3.732</b>	<b>3.593</b>	<b>10.466</b>	<b>7.576</b>	<b>6.392</b>	<b>991</b>	<b>4.048</b>	<b>992</b>	<b>37.790</b>

he

Informazioni supplementari  
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

82352/647

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2016</b>										
<b>Società consolidate</b>										
Entrate di cassa future	9.627	12.898	64.371	33.524	38.271	26.903	12.263	5.789	2.815	172.937
Costi futuri di produzione	(4.136)	(5.240)	(15.408)	(7.927)	(13.913)	(9.247)	(3.498)	(2.935)	(658)	(55.035)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.641)	(3.575)	(12.885)	(6.981)	(9.392)	(3.268)	(5.047)	(1.313)	(270)	(39.391)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>	<b>1.850</b>	<b>4.083</b>	<b>36.078</b>	<b>18.616</b>	<b>14.966</b>	<b>14.388</b>	<b>3.718</b>	<b>1.541</b>	<b>1.887</b>	<b>78.511</b>
Imposte sul reddito future	(237)	(1.308)	(15.194)	(5.941)	(4.525)	(2.596)	(953)	(298)	(341)	(25.482)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>	<b>1.613</b>	<b>2.775</b>	<b>20.884</b>	<b>12.675</b>	<b>10.441</b>	<b>11.792</b>	<b>2.765</b>	<b>1.243</b>	<b>1.546</b>	<b>53.029</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(241)	(365)	(12.115)	(8.055)	(4.594)	(6.536)	(1.266)	(501)	(724)	(26.342)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>	<b>1.372</b>	<b>2.410</b>	<b>8.769</b>	<b>4.620</b>	<b>5.847</b>	<b>5.256</b>	<b>1.499</b>	<b>742</b>	<b>822</b>	<b>26.717</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>										
Entrate di cassa future			259		2.429		33	16.430		19.151
Costi futuri di produzione			(143)		(974)		(20)	(4.614)		(5.751)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(64)			(1.186)		(1.251)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito</b>			<b>115</b>		<b>1.391</b>		<b>13</b>	<b>10.630</b>		<b>12.149</b>
Imposte sul reddito future			(21)		(115)		(4)	(3.667)		(3.807)
<b>Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione</b>			<b>94</b>		<b>1.276</b>		<b>9</b>	<b>6.963</b>		<b>8.342</b>
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(46)		(734)			(4.441)		(5.221)
<b>Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri</b>			<b>48</b>		<b>542</b>		<b>9</b>	<b>2.522</b>		<b>3.121</b>
<b>Totale</b>	<b>1.372</b>	<b>2.410</b>	<b>8.817</b>	<b>4.620</b>	<b>6.389</b>	<b>5.256</b>	<b>1.508</b>	<b>3.264</b>	<b>822</b>	<b>29.838</b>

me



82352/648

**Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati**

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2014, 2015 e 2016.

[€ milioni]

	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
<b>Valore al 31 dicembre 2013</b>	<b>56.177</b>	<b>2.327</b>	<b>58.504</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.295)	(192)	(21.987)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(12.053)	(500)	(12.553)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.667		1.667
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.047)	223	(5.824)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.745	451	9.196
- revisioni delle quantità stimate	8.085	(325)	7.760
- effetto dell'attualizzazione	11.064	512	11.576
- variazione netta delle imposte sul reddito	704	704	775
- acquisizioni di riserve	67		67
- cessioni di riserve	(271)		(271)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.347	358	3.705
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(142)</b>	<b>1.231</b>	<b>1.089</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2014</b>	<b>56.035</b>	<b>3.558</b>	<b>59.593</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.846)	(179)	(15.025)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(70.909)	(2.858)	(73.767)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	524		524
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.711)	(241)	(1.952)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.960	604	9.564
- revisioni delle quantità stimate	12.322	915	13.237
- effetto dell'attualizzazione	11.288	629	11.917
- variazione netta delle imposte sul reddito	29.530	530	30.060
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(114)		(114)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.390	363	3.753
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(21.566)</b>	<b>(237)</b>	<b>(21.803)</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2015</b>	<b>34.469</b>	<b>3.321</b>	<b>37.790</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(11.222)	(347)	(11.569)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(24.727)	(1.586)	(26.313)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.563		4.563
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.357)	650	(1.707)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.578	151	2.729
- revisioni delle quantità stimate	2.840	(131)	2.709
- effetto dell'attualizzazione	5.705	514	6.219
- variazione netta delle imposte sul reddito	9.200	386	9.586
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	668	(163)	505
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(7.752)</b>	<b>(200)</b>	<b>(7.952)</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2016</b>	<b>26.717</b>	<b>3.121</b>	<b>29.838</b>

82352/649

**Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del  
D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)**

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
  - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
  - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2016.
  
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2016 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello Internazionale.
  
3. Si attesta, inoltre, che:
  - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2016:
    - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
    - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
    - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
  
  - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

28 febbraio 2017

  
\_\_\_\_\_  
Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

  
\_\_\_\_\_  
Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

