

Relazione Finanziaria Annuale **2016**



Missione

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

03 Relazione sulla gestione

107 Bilancio consolidato

229 Bilancio di esercizio

309 Allegati

La presenza Eni nel mondo

	E&P	G&P	R&M e C
Europa			
Africa			
Asia e Oceania			
America			

Attività di Eni

Il portafoglio di asset petroliferi convenzionali a contenuto break-even e la qualità della base risorse con opzioni di monetizzazione anticipata costituiscono i vantaggi del business upstream Eni.

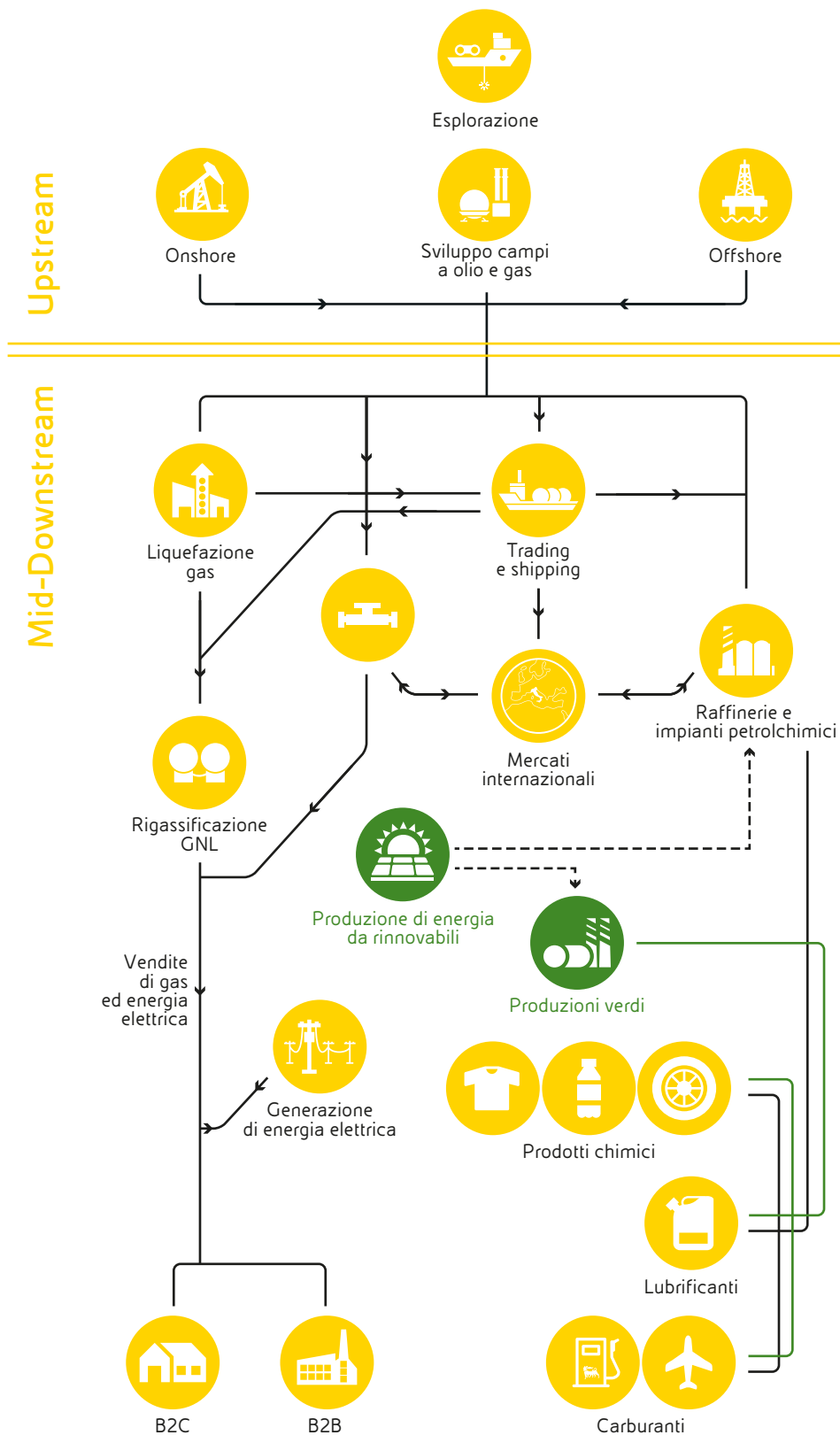
La forte presenza nel mercato del gas e del GNL e le competenze nella raffinazione consentono di perseguire opportunità e progetti congiunti nella catena del valore degli idrocarburi.

I fondamentali dell'azienda, tra i quali l'elevata incidenza delle riserve gas e la possibilità di crescere nelle rinnovabili grazie alle sinergie con gli asset industriali Eni, favoriranno l'evoluzione del business model verso uno scenario low carbon.

Le strategie, i processi decisionali di allocazione delle risorse e la conduzione ordinaria del business (day-by-day operations) sono ispirati al principio cardine della creazione di valore sostenibile per i nostri azionisti e, più in generale, per i nostri stakeholders, nel rispetto dei Paesi in cui opera e delle persone che lavorano in e con Eni.

Il nostro modo di operare fondato sull'eccellenza operativa, l'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente è volto alla prevenzione e alla riduzione dei rischi operativi.

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Kazakhstan, Regno Unito, Stati Uniti e Venezuela, per complessivi 44 Paesi.



Eni commercializza gas, energia elettrica, GNL e prodotti in Europa e in mercati extraeuropei grazie anche alle attività di trading. Le disponibilità sono assicurate dalle produzioni di petrolio e gas upstream, da contratti long-term, da un parco di centrali elettriche cogenerative, dal sistema di raffinazione Eni e dagli impianti chimici Versalis. L'approvvigionamento di materia prima è ottimizzato dal trading. L'integrazione verticale tra le business unit consente di cogliere sinergie operative ed efficienze di costo.

Relazione Finanziaria Annuale 2016



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 pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance. Dal 2011 Eni partecipa all'iniziativa dell'IIRC, Pilot Programme, finalizzata alla definizione di un framework internazionale sul reporting integrato.

Disclaimer

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

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

Assemblea ordinaria degli azionisti del 13 aprile 2017.

L'estratto dell'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e "Financial Times" del 1° marzo 2017.

Relazione sulla gestione

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
	Andamento operativo
28	Exploration & Production
44	Gas & Power
49	Refining & Marketing e Chimica
	Commento ai risultati e altre informazioni
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

Lettera agli azionisti

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.

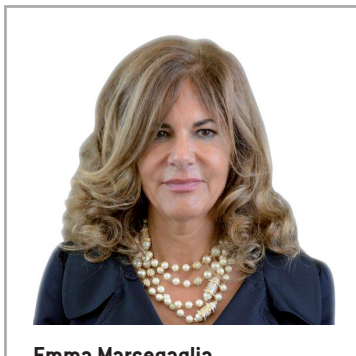
Nell'esecuzione della strategia abbiamo innanzitutto rafforzato il settore E&P quale principale driver di crescita e di generazione di valore. Negli ultimi tre anni, nonostante la riduzione degli investimenti, la produzione d'idrocarburi è cresciuta del 15% pari a circa 240 mila barili/giorno esclusivamente 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 Noor 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: Noor 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



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.

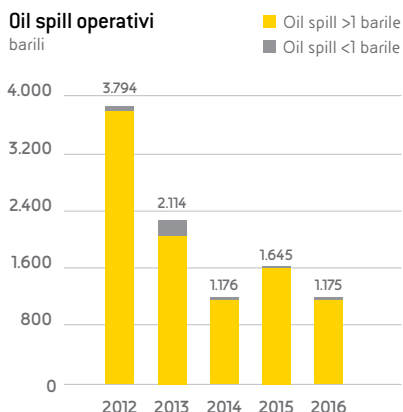
A fine 2016, il leverage è allo 0,28, inferiore al livello soglia identificato dal management di 0,3 e si riduce ulteriormente di 4 punti includendo gli effetti proforma dell'operazione Zohr. Nel 2016 il controllo del leverage ha fatto leva sul robusto cash flow della gestione di €7,7 miliardi e sulle 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. L'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.

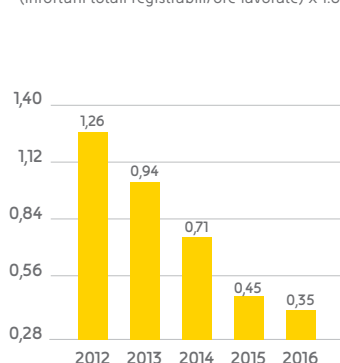
Nella sicurezza sul lavoro continuiamo a registrare eccellenti performance: l'indice Total Recordable Injury Rate (0,35) è stato ridotto del 21% rispetto al 2015 a dimostrazione della serietà del nostro impegno verso l'obiettivo "zero infortuni". Le emissioni di gas serra si sono ulteriormente ridotte 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.

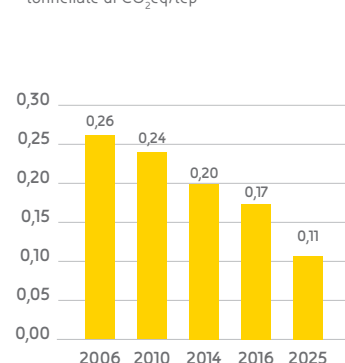
Oil spill operativi
barili



Indice di frequenza infortuni totali registrabili
(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000



Emissioni GHG Upstream
tonnellate di CO₂eq/tep



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 avvisi 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-

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 CO₂, 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 consegniamo 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

Successi esplorativi

3,4 mld boe

di risorse scoperte nel triennio
2014-2016

Riserve certe di idrocarburi

7,5 mld boe

a fine anno con tasso
di rimpiazzo del 193%

Ottimizzazione dei costi

-19%

Capex a cambi costanti

-€0,8 mld

G&A

Piano di dismissioni

€2,6 mld

~40% del piano 2016-2019

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".

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 miliardi¹ 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.

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).

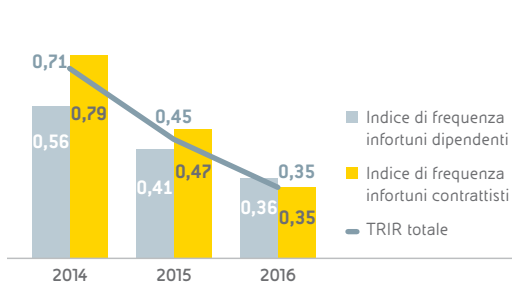
Risultati adjusted Utile operativo adjusted: €2,32 miliardi, in riduzione di €2,2 miliardi (-48%) dovuta per €3,3 miliardi alla flessione dello scenario prezzi delle commodity e per €0,6 miliardi al fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri e ai minori proventi non ricorrenti 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 remuneration policy crescente in funzione dell'atteso miglioramento dello scenario e degli utili.

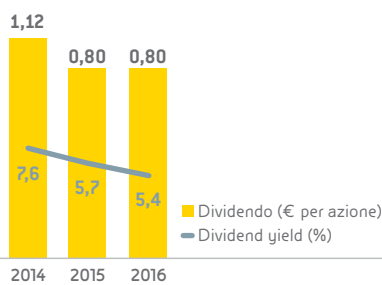
Produzione di idrocarburi Produzione 2016: 1,76 milioni di boe/giorno in linea con il 2015 come da guidance, nonostante il fermo in Val d'Agri. Nel 2017 Eni continuerà a crescere, raggiungendo una produzione record di 1,84 milioni di boe/giorno (+4,5%) grazie allo sviluppo dei progetti in portafoglio.

(1) Dato normalizzato che esclude gli effetti della fermata 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).

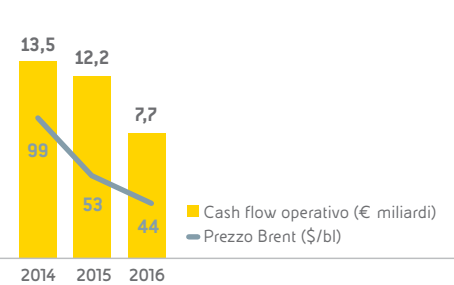
TRIR - Indice di frequenza infortuni totali registrabili
(infortuni registrabili/ore lavorate) x1.000.000



Dividendo e dividend yield



Cash flow operativo



Progetti E&P Prosegue la realizzazione dei progetti di sviluppo previsti in avvio nel 2017 (Jangkrik - 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.

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,

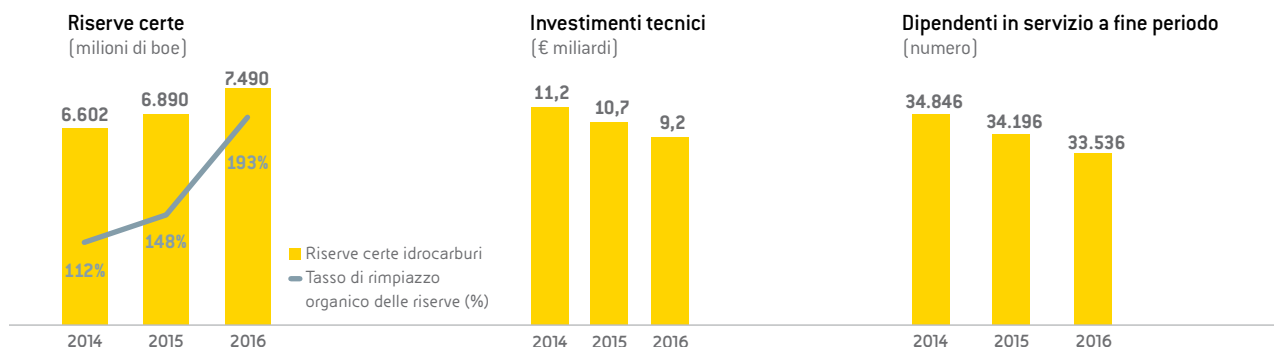
Sviluppo giacimenti

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

circa 850
mila boe/g nel 2020

Sicurezza delle persone

-21% TRIR



Decarbonizzazione

Avvio progetto Italia con

220MWP

al 2022 di capacità installata

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

-9% GHG
per unità di produzione

-43% vs 2014
target al 2025

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.

Principali dati economici e finanziari^(*)()**

		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 ^[b]		11.223	4.486	2.315
Utile (perdita) netto adjusted ^{[a][b]}		3.723	803	(340)
Utile (perdita) netto ^[a]		1.720	(7.952)	(1.051)
Utile (perdita) netto - discontinued operations ^[a]		(417)	(826)	(413)
Utile (perdita) netto di Gruppo ^[a] (continuing e discontinued operations)		1.303	(8.778)	(1.464)
Utile (perdita) complessivo ^[a]		6.817	(3.416)	819
Flusso di cassa netto da attività operativa ^[b]		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 ^[c]		4.037	2.880	2.881
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	6.981
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 ^[d]	(€ 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'IFRSS.

(**) 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 riesposti. 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 standalone 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 ^[a]	(€)	0,48	(2,21)	(0,29)
- per ADR ^{[a][b]}	(\$)	1,28	(4,91)	(0,64)
Utile (perdita) netto adjusted - continuing operations				
- per azione ^[a]	(€)	1,16	0,37	(0,09)
- per ADR ^{[a][b]}	(\$)	3,08	0,82	(0,20)
Cash flow - continuing operations				
- per azione ^[a]	(€)	4,01	3,58	2,13
- per ADR ^{[a][b]}	(\$)	10,66	7,95	4,72
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	5,8	1,8	0,2
Leverage		21	29	28
Coverage		7,7	(2,4)	2,4
Current ratio		1,5	1,4	1,4
Debt coverage		105,7	76,3	51,9
Dividendo di competenza	(€ per azione)	1,12	0,80	0,80
Total Share Return (TSR)	(%)	(11,9)	1,1	19,2
Pay-out	(%)	310	(33)	(197)
Dividend yield ^[c]	(%)	7,6	5,7	5,4

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

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

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

Principali indicatori di performance^(a)

		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 ^(b)	(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		14.401	14.847	4.489
operativi		1.161	1.634	1.159
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	42,02	41,56	40,10
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		30,92	31,49	30,60
CO ₂ equivalente da flaring		5,73	5,51	5,40
CO ₂ equivalente da metano incombusto e da emissioni fuggitive		3,48	2,77	2,42
CO ₂ equivalente da venting		1,89	1,80	1,67
Prelievi 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 ^(c)	(€ milioni)	174	176	161
di cui: new energy				51
Domande 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 & Production

Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.777	12.821	12.494
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 ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.598	1.760	1.759
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve		112	148	193
Profit per boe ^{(e)(f)}	(\$/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 ^(f)		21,5	19,3	13,2
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	23,4	22,8	20,4
Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(g)	(tonnellate di CO ₂ 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.

Principali indicatori di performance^(a)

Gas & Power		2014	2015	2016
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
di cui: dipendenti		0,87	0,91	0,27
contrattisti		0,70	0,81	0,31
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	89,17	90,88	88,93
- in Italia		34,04	38,44	38,43
- internazionali		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 ₂ eq)	10,12	10,57	11,22
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	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 ^(h)	(scala da 0 a 100)	81,4	85,6	86,2

Refining & Marketing e Chimica

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
di cui: dipendenti		1,60	0,97	0,44
contrattisti		1,40	1,17	0,32
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	225	427	134
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	8,45	8,19	8,50
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ 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	8,59
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	(mgl bbl/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) ⁽ⁱ⁾	(tonnellate CO ₂ 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	3.759
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; dal 2015: Livorno, Sannazzaro e Taranto.

Materialità e stakeholder engagement

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 dell'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.

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, CIDU) 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".

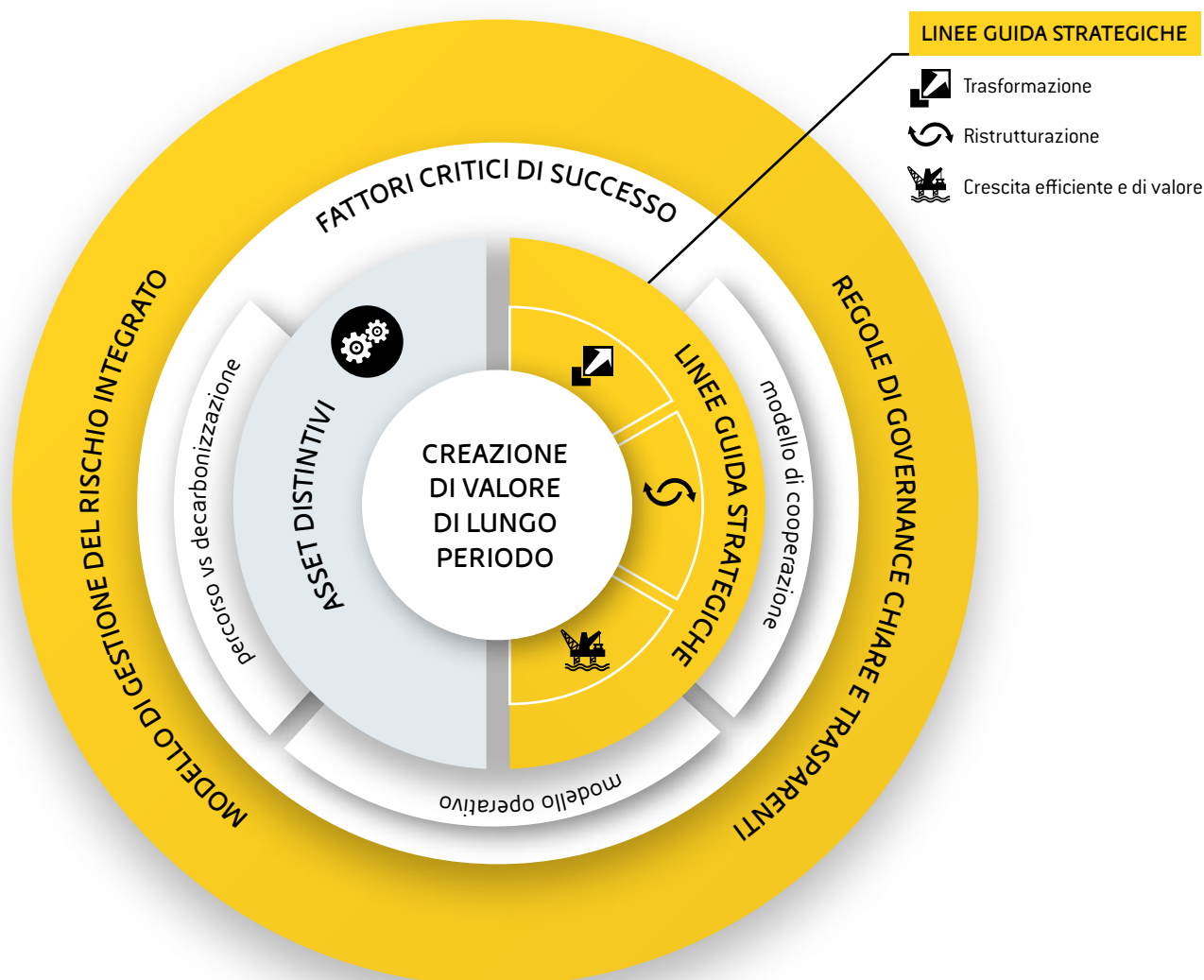
Modello di business

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.



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	- Struttura finanziaria - Riserve di liquidità	- Flusso di cassa netto da attività operativa - Leverage - Dividendo per azione - Dividend yield - Opex per boe (E&P) - Utile operativo adjusted - Utile netto - F&D cost medio dei 3 anni (E&P) - Investimenti tecnici - Flussi di cassa netti futuri	- Operatività del business - Riduzione costo del capitale - Ottimizzazione leva finanziaria - Opportunità M&A - Protezione da volatilità mercati - Merito creditizio	- Rendimenti - Apprezzamento del titolo - Crescita socio economica dei Paesi - Indotto locale
 OPERATIVA	- Riserve di idrocarburi (oil&gas) - Efficienza esplorativa - Ridotto time to market - Asset in sviluppo e produzione - Portafoglio retail G&P - Raffinerie e bioraffinerie - Impianti chimici - Impianti green - Gestione integrata del rischio	- Risorse scoperte nell'anno e cumulate - Unit Exploration cost per boe (E&P) - Tasso di rimpiazzo organico - Break-even dei nuovi progetti upstream - Time to market - SERM di break-even - Produzione totale di bio-carburanti - Potenza installata (MWP) in energie rinnovabili	- Ritorni economici - Crescita riserve idrocarburi - Ampliamento portafoglio asset - Aumento valore degli asset - Riduzione rischio operativo - Reputazione - Efficienza (energetica e produttiva)	- Disponibilità di fonti energetiche e prodotti green - Energia per i mercati locali - Indotto locale - Riduzione emissioni ed uso responsabile delle risorse - Occupazione
 AMBIENTE E CLIMA	- Riserve di idrocarburi (oil&gas) - Aria - Acqua - Biodiversità ed ecosistemi - Suolo	- Tipologie di riserve - Emissioni dirette GHG (tonnellate CO₂eq) - Gas flaring - Indice emissioni GHG upstream - Investimenti in efficienza energetica - Emissioni evitate grazie all'energia prodotta da fonti rinnovabili - Oil spill operativi - Prelievi idrici	- Crescita delle riserve idrocarburi - Riduzione costi operativi - Incremento efficienza energetica - Riduzione rischi operativi - Reputazione - Licenza ad operare - Relazioni durature con gli stakeholder	- Riduzione emissioni GHG - Riduzione del gas flared - Riduzione oil spill - Riduzione rischio blow-out - Conservazione della biodiversità - Prodotti green - Contenimento prelievi idrici - Efficienza energetica
 INNOVAZIONE E RICERCA	- Tecnologie applicate e brevetti - Sistema normativo interno - Sistema di corporate governance - Sistemi di gestione e di controllo - Knowledge management - ICT (Green Data Center)	- Investimenti in R&S per tipologia di cui: new energy - Numero di partnerships R&S - Valore tangibile generato da R&S - Numero di brevetti in energia rinnovabile	- Vantaggio competitivo - Riduzione rischi - Trasparenza - Produttività - Licenza ad operare - Relazioni durature con gli stakeholder - Incremento efficienza energetica ed operativa	- Riduzione impatti ambientali e sociali - Trasferimento delle migliori tecnologie e delle competenze nei Paesi - Contributo alla lotta alla corruzione nei Paesi - Prodotti green
 PERSONE E SICUREZZA	- Salute e sicurezza persone - Competenze e conoscenze - Esperienze - Motivazione - Diversità (di genere, età, geografica) - Cultura Eni - Asset integrity	- Numero totale di dipendenti per genere e tipologia - Dipendenti locali per categoria - Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) (dipendenti e contrattisti) - Investimenti e spese in asset integrity - Indice di frequenza di incidenti per settore (inclusi blow-out)	- Produttività - Efficienza - Competitività - Innovazione - Riduzione rischi - Reputazione - Talent attraction - Job enhancement-sviluppo carriere	- Creazione e mantenimento di posti di lavoro - Qualità della vita (persone Eni e comunità locali) - Crescita e trasferimento delle competenze
 SOCIALE, DIRITTI UMANI E TRASPARENZA	- Relazioni con gli stakeholder (istituzioni, governi, comunità, associazioni, clienti, fornitori, partner industriali, ONG, università, sindacati) - Brand Eni	- % procurato locale per Paese - Community investments - N. di persone formate/ore di formazione in tema di diritti umani - Totale pagamenti ai Governi	- Operational & Social licence - Riduzione time to market - Riduzione rischio Paese - Quote mercato - Allineamento con best practice internazionali - Reputazione - Vantaggio competitivo - Affidabilità dei fornitori - Fidelizzazione consumatori	- Sviluppo socio-economico locale - Soddisfazione clienti e fornitori - Condivisione competenze con territori e comunità - Soddisfazione e incentivazione delle persone - Tutela dei diritti dei lavoratori - Contributo alla lotta alla corruzione nei Paesi

Scenario e Performance

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 aggiuntive 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.

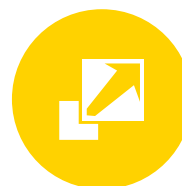
I prezzi del gas confermano il trend di discesa già registrato nel corso del 2016 a causa del permanere dell'oversupply su scala globale. Infatti, a fronte di una limitata ripresa della domanda, l'offerta di gas rimane abbondante e in crescita rispetto all'anno precedente.



Crescita efficiente
e di valore

Eccellenza
esplorativa

Ottimizzazione
operativa



Trasformazione

Semplificazione
del modello
organizzativo

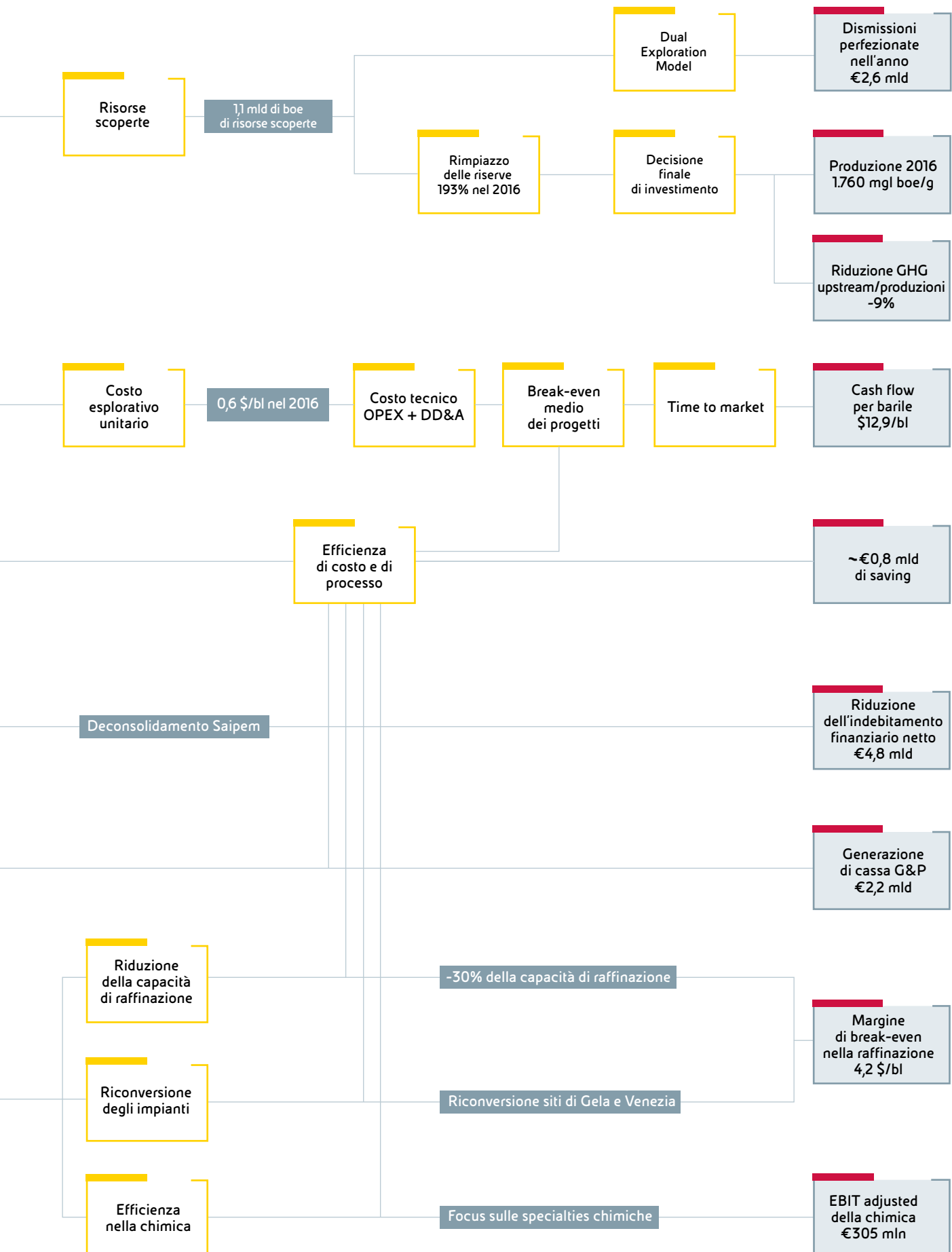
Cessione
di partecipazioni
non core



Ristrutturazione
mid-downstream

Rinegoziazione
contratti
Take or Pay

Programmi
di efficienza
ed ottimizzazione



Strategia

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.

Obiettivi 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

€31,6 mld
nel quadriennio

Programma dismissioni di asset

€5-7 mld

Emissioni GHG upstream

-43%
entro il 2025

Zero routine flaring al 2025

Mantenimento portafoglio progetti a basso potenziale emissioni CO₂

Obiettivi 2017-2020

Upstream	Valorizzazione e aumento delle risorse esplorative:		
	- 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; - attività di esplorazione ad alta "equity" per implementare il Dual Exploration Model.	Risorse scoperte	2-3 mld boe
	Incremento della generazione di cassa da attività operativa:	Produzione di idrocarburi	+3% annuo
	- 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; - approccio modulare allo sviluppo dei progetti e design to cost al fine di ridurre l'esposizione finanziaria e accelerare l'avvio delle produzioni; - azioni diffuse di contenimento dei costi operativi, di struttura e di ottimizzazione del capitale circolante.	Crescita cash flow	15\$/bl in media nel 2017-18 @ Brent 57,5 \$/bl 20\$/bl in media nel 2019-20 @ Brent 67,5 \$/bl

Obiettivi 2017-2020

Mid-Downstream	G&P	Completo allineamento del portafoglio di approvvigionamento gas alle condizioni di mercato	
	- completo allineamento del portafoglio di approvvigionamento gas e riduzione dei costi di logistica per raggiungere un break-even strutturale dal 2017; - valorizzazione della customer base; - 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.	Break-even strutturale dal 2017	
		Cash flow operativo cumulato	€2,6 mld nel quadriennio
	R&M e Chimica	Margine di break-even raffinazione	3\$/barile entro il 2018
	- progressiva riduzione del margine di break-even della raffinazione; - incremento della redditività del marketing mediante una strategia commerciale improntata sull'innovazione dei prodotti e dei servizi e sull'efficienza; - sviluppo chimica "verde" e riconversione siti critici; - differenziazione del portafoglio verso prodotti a più elevato valore aggiunto "specialties".	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

Obiettivi 2017-2020

Decarbonizzazione	- 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; - 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.	Investimenti in energie rinnovabili	€0,55 mld nel quadriennio
		Potenza installata degli impianti fotovoltaici	463 MWP

Obiettivi, rischi e azioni di trattamento

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 HSEQ; 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

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 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

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 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

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 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

Governance

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

Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder.

Una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti.

In tale contesto, cogliendo l'esigenza di approfondire il dialogo con il mercato, nel 2016 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 2016.

(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 possieda 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.

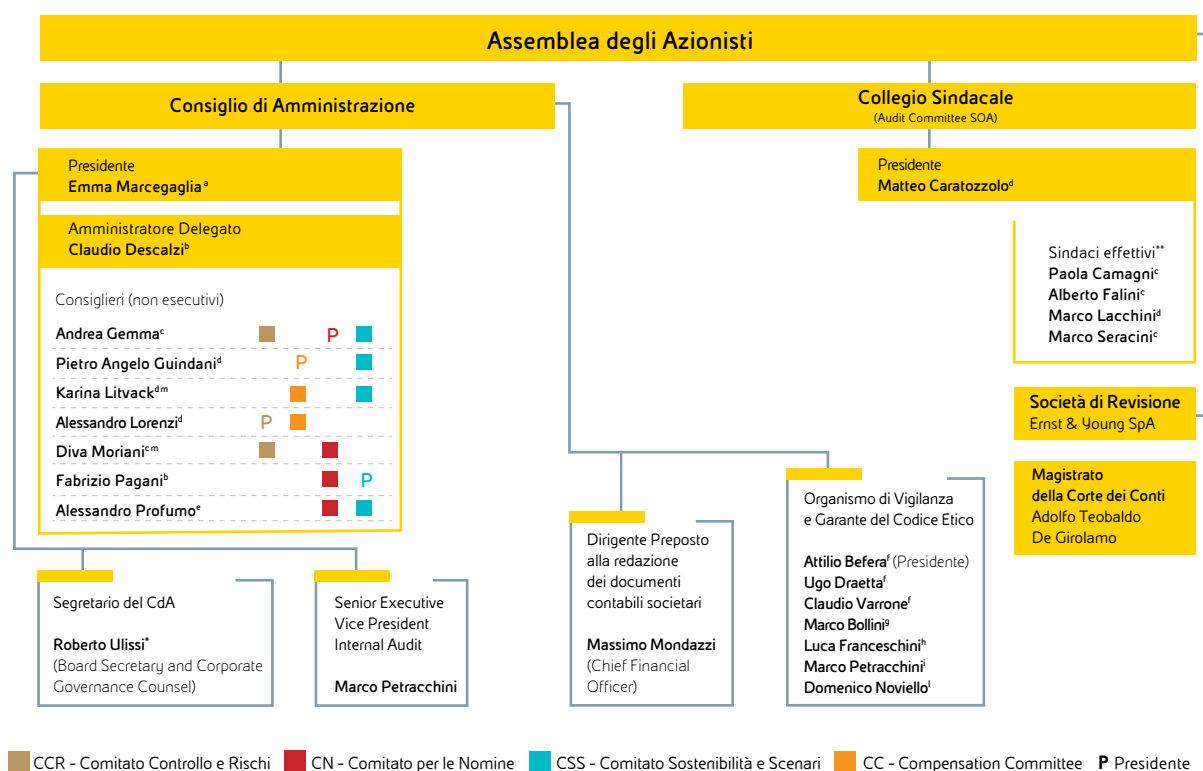
Allo stesso modo, il Consiglio in carica ha effettuato le proprie valutazioni sottoponendole agli azionisti e al mercato, in vista della prossima Assemblea².

Inoltre, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7³ dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) è superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina⁴.

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 Rischi⁵, il Compensation Committee⁶, 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.

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 della lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.

b - Componente eletto dalla lista di maggioranza.

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

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

e - Indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina, cooptato dal Consiglio di Amministrazione il 29 luglio 2015, in sostituzione del consigliere Luigi Zingales 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 Leonardo - Componente eletto dalla lista di minoranza.

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, sostenibilità⁷, 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"⁸, dedicato alla formazione degli Amministratori su tali tematiche, completando l'iniziativa nel 2015⁹.

(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

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) ed è sottoposta, con cadenza annuale, al voto consultivo degli azionisti in Assemblea¹⁰.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi¹¹

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.

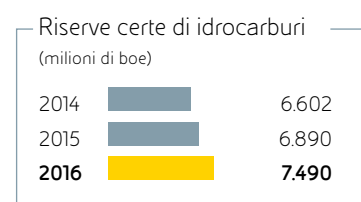
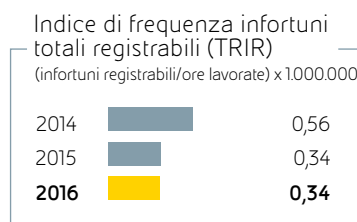
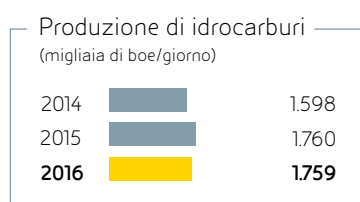
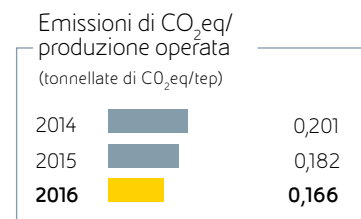
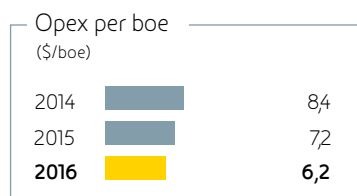
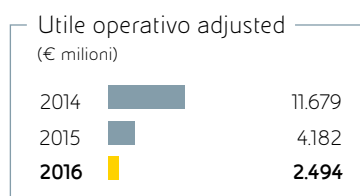
La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Chief Financial Officer di Eni che ricopre, inoltre, il ruolo di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

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 Autodisciplina, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

(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 96,76% degli azionisti votanti.

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

Exploration & Production



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 72 \$/boe nel 2015) e minori DD&A⁽¹⁾ (-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.

- 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 aggiuntive 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 avvisi 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 Noor 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.

- 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 CO₂ e ulteriore incremento dell'efficienza delle attività operative; mantenimento di un portafoglio di progetti a basso potenziale di emissioni di CO₂ e promozione dell'utilizzo del gas come fonte di transizione per la generazione elettrica e di alimentazione per il trasporto.
- Sono stati investiti €7.770 milioni (-16,8% rispetto al 2015) nell'avanzamento di importanti progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi, in particolare in Egitto, Angola, Kazakhstan, 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).

Strategia

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 Noor 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.

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 vigore²; 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-

ratrice (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 valutazione³ 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 indipendenti⁴. 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 & Associates⁵ 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 2016⁵. 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-MLE (Algeria).

[2] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo 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 nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2016.

[5] Includono le riserve delle società in joint venture e collegate.

Evoluzione

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

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
Riserve certe al 31 dicembre 2015	5.975	915	6.890
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)
Riserve certe al 31 dicembre 2016	6.613	877	7.490
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 organico⁶ 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 (-646 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 all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischio 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.

Riserve certe di petrolio e gas naturale

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate	2014			2015			2016		
Italia	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
Resto d'Europa	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
Africa Settentrionale	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:									
Egitto							281	156.316	1.293
<i>Sviluppate</i>							205	22.630	352
<i>Non sviluppate</i>							76	133.686	941
Africa Sub-Sahariana	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
Kazakhstan	697	58.013	1.069	771	66.649	1.198	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
Resto dell'Asia	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
America	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
Australia e Oceania	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
Totale società consolidate	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	2.190	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
Società in joint venture e collegate									
Africa Settentrionale	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						
Africa Sub-Sahariana	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	7.494	56
Resto dell'Asia	1	510	5		359	4		149	2
<i>Sviluppate</i>		273	3		260	2		149	2
<i>Non sviluppate</i>	1	237	2		99	2			
America	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
Totale società in joint venture e collegate	149	105.829	830	187	113.088	915	168	109.617	877
<i>Sviluppate</i>	46	3.373	67	48	39.690	303	43	53.935	391
<i>Non sviluppate</i>	103	102.456	763	139	73.398	612	125	55.682	486
Totale riserve certe	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

Produzione

Nel 2016 la produzione di idrocarburi⁷ 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 avvii/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^{(a)(b)}

	Petrolio e condensati (milioni di barili)			Gas naturale (miliardi di metri cubi)			Idrocarburi (milioni di boe)		
	2014			2015			2016		
Società consolidate									
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
	297	43,3	575	325	47,4	630	314	46,6	616
Società in joint venture e collegate									
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
	5	0,4	8	6	1,0	12	7	3,2	28
Totale	302	43,7	583	331	48,4	642	321	49,8	644

(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).

(7) 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.

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

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate	2014			2015			2016		
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
Africa Settentrionale	248	48,7	562	268	60,5	658	241	62,1	643
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
Tunisia	4	0,5	8	4	0,4	8	4	0,4	7
Africa Sub-Sahariana	231	14,4	323	256	13,3	341	247	13,2	333
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
Kazakhstan	52	5,7	88	56	6,2	95	65	7,2	111
Resto dell'Asia	36	8,7	93	77	8,2	130	78	7,0	123
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
America	74	6,2	115	75	7,3	122	69	7,3	116
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
Australia e Oceania	6	3,1	26	5	3,2	26	3	3,2	24
Australia	6	3,1	26	5	3,2	26	3	3,2	24
	813	118,5	1.576	891	129,8	1.726	859	127,4	1.684
Società in joint venture e collegate									
Angola		0,3	2				1	0,8	6
Indonesia	1	0,7	5	1	0,7	5	1	0,6	4
Tunisia	4	0,1	5	4	0,2	4	3	0,1	4
Venezuela	10		10	12	1,9	25	14	7,2	61
	15	1,1	22	17	2,8	34	19	8,7	75
Totale	828	119,6	1.598	908	132,6	1.760	878	136,1	1.759

(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).

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^(a)

(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
	6.673,0	2.494,7	2.726,0	1.242,9

(a) Include 2.128 (741,9 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamente 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 ^(a)				Pozzi in progress ^(b)			
	2014		2015		2016		2016	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	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
	14,1	23,1	4,9	14,6	6,2	6,2	79,0	40,0

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

Sviluppo

Nel 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 ^(a)				Pozzi in progress			
	2014		2015		2016		2016	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	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					
	186,3	4,7	121,0	11,4	115,5	3,2	68,0	28,6

(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.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2015			31 dicembre 2016				Totale Sup. netta ^(a)
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	
EUROPA	45.123	295	15.693	51.758	67.451	10.827	34.553	45.380
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	5.715	6.328
Altri Paesi	3.845	11		6.273	6.273		2.967	2.967
AFRICA	157.441	264	46.384	264.600	310.984	11.729	140.947	152.676
Africa Settentrionale	25.699	121	14.292	54.122	68.414	5.738	23.654	29.392
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
ASIA	117.183	59	18.165	198.024	216.189	6.016	103.745	109.761
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
AMERICA	6.628	148	4.948	8.154	13.102	3.208	2.488	5.696
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
AUSTRALIA E OCEANIA	16.333	14	1.140	15.728	16.868	709	9.674	10.383
Australia	16.333	14	1.140	15.728	16.868	709	9.674	10.383
Totale	342.708	780	86.330	538.264	624.594	32.489	291.407	323.896

(a) Chilometri quadrati.

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

Principali 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 Cassiopea. 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 70%, 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 66%, 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 giant 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

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 Noor 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 Noor 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 Balthim 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 Noor 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 Malemo 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 Nené 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.

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 delle 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

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 6 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,

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

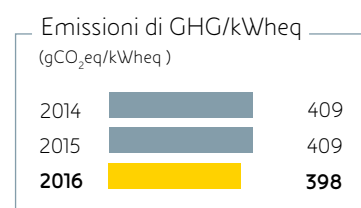
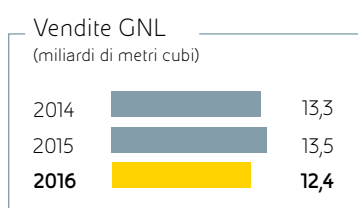
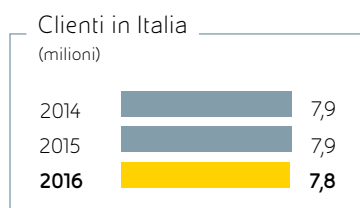
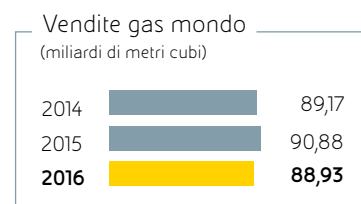
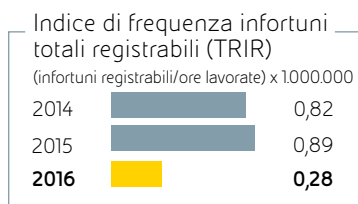
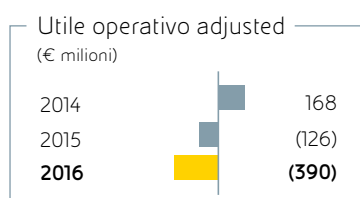
Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€8.254 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€7.770 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Angola, Kazakistan, Indonesia, Iraq, Ghana e Norvegia. In Italia gli investimenti 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. %
Acquisto di riserve proved e unproved				2	2	..
Africa Settentrionale				2		
Esplorazione		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	7		
Australia e Oceania		11				
Sviluppo		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)

Gas & Power



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 a 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.

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 delle 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.

Strategia

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-

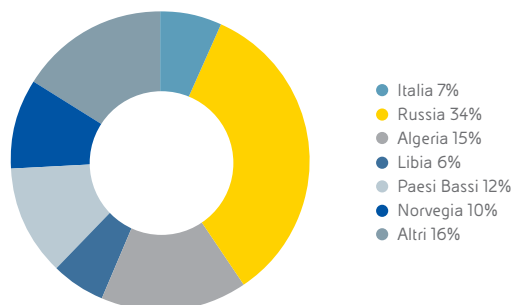
Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
ITALIA		6,92	6,73	6,00	(0,73)	(10,8)
Russia		26,68	30,33	27,99	(2,34)	(7,7)
Algeria (incluso il GNL)		7,51	6,05	12,90	6,85	113,2
Libia		6,66	7,25	4,87	(2,38)	(32,8)
Paesi Bassi		13,46	11,73	9,60	(2,13)	(18,2)
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	5,5
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)
ESTERO		75,99	78,66	76,64	(2,02)	(2,6)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		82,91	85,39	82,64	(2,75)	(3,2)
Prelevi (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
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		82,46	85,05	83,83	(1,22)	(1,4)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		3,65	2,67	2,48	(0,19)	(7,1)
Volumi E&P		3,06	3,16	2,62	(0,54)	(17,1)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		89,17	90,88	88,93	(1,95)	(2,1)

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)



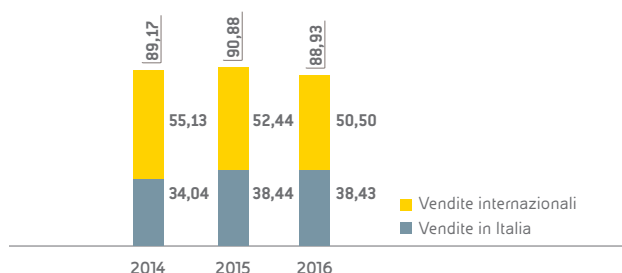
Vendite di gas naturale

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. %
Vendite delle società consolidate		81,73	84,94	83,34	(1,60)	(1,9)
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)
Vendite delle società collegate (quota Eni)		4,38	2,78	2,97	0,19	6,8
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
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		3,06	3,16	2,62	(0,54)	(17,1)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		89,17	90,88	88,93	(1,95)	(2,1)

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
ITALIA		34,04	38,44	38,43	(0,01)	
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
VENDITE INTERNAZIONALI		55,13	52,44	50,50	1,94	(3,7)
Resto d'Europa		46,22	42,89	42,43	(0,46)	(1,1)
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
Mercati extra europei		5,85	6,39	5,45	(0,94)	(14,7)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		3,06	3,16	2,62	(0,54)	(17,1)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		89,17	90,88	88,93	(1,95)	(2,1)

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.

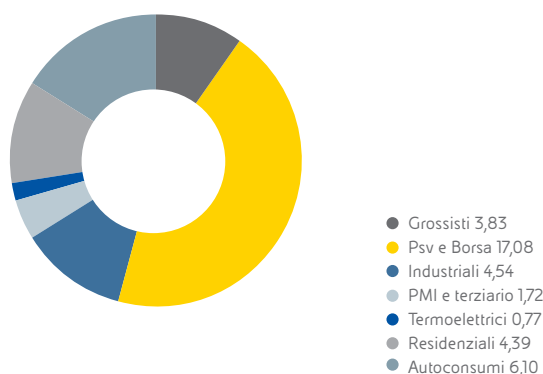
GNL

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)



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	8,3
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)
Terminali:					
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		
	13,3	13,5	12,4	(1,1)	(8,1)

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

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.

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)

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		19,55	20,69	21,78	1,09	5,3
Acquisti di energia elettrica ^(a)		14,03	14,19	15,27	1,08	7,6
		33,58	34,88	37,05	2,17	6,2
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 ^(a)		0,84	0,66	0,81	0,15	22,7
Vendite di energia elettrica		33,58	34,88	37,05	2,17	6,2

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

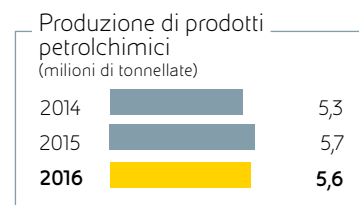
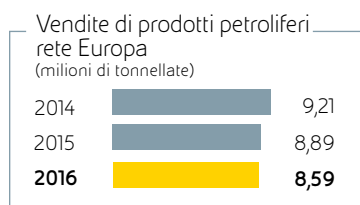
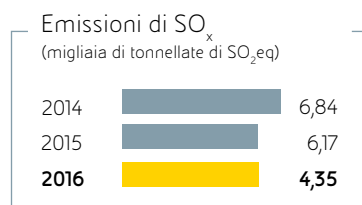
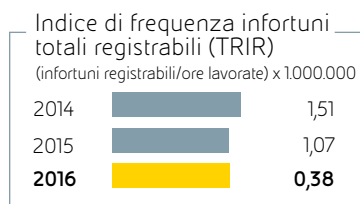
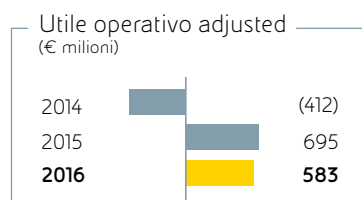
Investimenti tecnici

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).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
Mercato		164	138	110	(28)	(20,3)
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)
Trasporto internazionale		8	16	10	(6)	(37,5)
		172	154	120	(34)	(22,1)
di cui:						
Italia		128	100	73	(27)	(27,0)
Estero		44	54	47	(7)	(13,0)

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_x 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.

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 detergenti e bio-lubrificanti.

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
Totale acquisti di greggi		23,02	24,80	23,35	(1,45)	(5,8)
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
TOTALE ACQUISTI		36,11	37,14	35,90	(1,24)	(3,3)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,57)	(0,41)	(0,37)	0,04	9,8
Altre variazioni ^(a)		(0,62)	(1,22)	(1,92)	(0,70)	(57,4)
		34,92	35,51	33,61	(1,90)	(5,4)

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

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio 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 (-21,1%) 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%).

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
ITALIA						
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)
Lavorazioni in conto proprio		19,92	22,72	21,61	(1,11)	(4,9)
Consumi e perdite		(1,33)	(1,52)	(1,53)	(0,01)	(0,7)
Prodotti disponibili da lavorazioni		18,59	21,20	20,08	(1,12)	(5,3)
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
Prodotti venduti		24,49	26,53	25,60	(0,93)	(3,5)
Totale Lavorazioni Green		0,13	0,20	0,21	0,01	5,0
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		5,11	3,69	2,91	(0,78)	(21,1)
Consumi e perdite		(0,21)	(0,23)	(0,22)	0,01	4,3
Prodotti disponibili da lavorazioni		4,90	3,46	2,69	(0,77)	(22,3)
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)
Prodotti venduti		10,10	8,71	7,81	(0,90)	(10,3)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		25,03	26,41	24,52	(1,89)	(7,2)
<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>
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		34,59	35,24	33,41	(1,83)	(5,2)
Vendite di greggi		0,33	0,27	0,20	(0,07)	(25,9)
TOTALE VENDITE		34,92	35,51	33,61	(1,90)	(5,4)

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
Petrolchimica		0,89	1,17	1,02	(0,15)	(12,8)
Altre vendite		9,89	11,56	10,49	(1,07)	(9,3)
Vendite in Italia		24,49	26,53	25,60	(0,93)	(3,5)
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
Vendite all'estero		10,10	8,71	7,81	(0,90)	(10,3)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		34,59	35,24	33,41	(1,83)	(5,2)

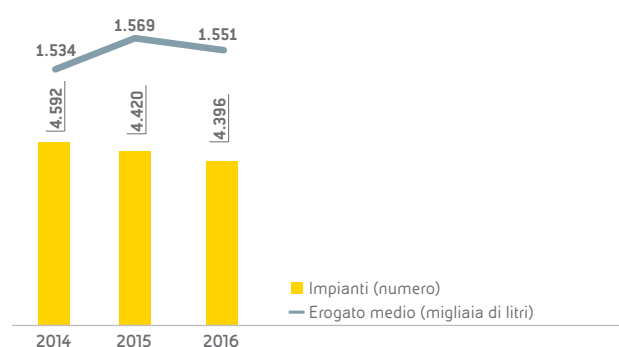
Vendite rete Italia

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).

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016	Var. ass.	Var. %
Italia		13,71	13,80	14,09	0,29	2,1
Vendite rete		6,14	5,96	5,93	(0,03)	(0,5)
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		
Vendite extrarete		7,57	7,84	8,16	0,32	4,1
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
Esteri (rete + extrarete)		8,10	7,19	6,27	(0,92)	(12,8)
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	0,65	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)
		21,81	20,99	20,36	(0,63)	(3,0)

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.

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)
Produzioni		5.283	5.700	5.646	(54)	(0,9)
Consumi e perdite		(2.292)	(1.908)	(2.166)	(258)	(13,5)
Acquisti e variazioni rimanenze		472	9	279	270	..
		3.463	3.801	3.759	(42)	(1,1)

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 laticci (+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-

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

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 e 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.

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
8.965	Utile (perdita) operativo		(3.076)	2.157	5.233	..
(1.167)	Proventi (oneri) finanziari		(1.306)	(885)	421	32,2
476	Proventi (oneri) netti su partecipazioni		105	(380)	(485)	..
8.274	Utile (perdita) prima delle imposte		(4.277)	892	5.169	..
(6.466)	Imposte sul reddito		(3.122)	(1.936)	1.186	38,0
78,1	Tax rate (%)		..	..		
1.808	Utile (perdita) netto - continuing operations		(7.399)	(1.044)	6.355	85,9
(949)	Utile (perdita) netto - discontinued operations		(1.974)	(413)	1.561	..
859	Utile (perdita) netto		(9.373)	(1.457)	7.916	84,5
	<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 2016 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).

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).

- 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 ^(a)	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 e 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%) attestando

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 ^(a)	52,46	43,69	(16,7)
1,329	Cambio medio EUR/USD ^(b)	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 Margim (SERM) ^(c)	8,3	4,2	(49,4)
246	PSV ^(d)	234	168	(28,2)
221	TTF ^(d)	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.

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)
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)
99.297	Totale ricavi	73.538	56.693	(16.845)	(22,9)

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		
80.333		59.967	47.118	(12.849)	(21,4)

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.

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)		
7.676	Totale ammortamenti	8.940	7.559	(1.381)	(15,4)
1.270	Svalutazioni (riprese di valore) nette	6.534	(475)	(7.009)	..
8.946	Ammortamenti e svalutazioni (riprese di valore) nette	15.474	7.084	(8.390)	(54,2)
1.198	Radiazioni	688	350	(338)	(49,1)
10.144		16.162	7.434	(8.728)	(54,0)

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 ai 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)
1.270	Sub totale	6.534	(475)	(7.009)
2	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti		16	16
1.272	Svalutazioni (riprese di valore) nette	6.534	(459)	(6.993)

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
1.270	Svalutazioni (riprese di valore) nette	6.534	(475)	(7.009)

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)	
8.965	Utile (perdita) operativo	(3.076)	2.157	5.233	..

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		
12.337	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	5.708	2.315	(3.393)	(59,4)
Dettaglio per settore di attività:					
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)	
12.337		5.708	2.315	(3.393)	(59,4)

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)		1.222	..
11.223	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	4.486	2.315	(2.171)	(48,4)

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.
(802)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(814)	(726)	88
(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
165	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	160	(482)	(642)
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)
(415)	Differenze di cambio	(354)	676	1.030
(278)	Altri proventi (oneri) finanziari	(464)	(459)	5
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
(1.330)		(1.472)	(991)	481
163	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	166	106	(60)
(1.167)		(1.306)	(885)	421

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 incrementali. 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 Slovenia 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.

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 stanziati 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 attività¹

Exploration & Production

2014		(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
10.727	Utile (perdita) operativo		(959)	2.567	3.526	..
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		
11.679	Utile (perdita) operativo adjusted		4.182	2.494	(1.688)	(40,4)
(273)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(272)	(55)	217	
333	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		254	68	(186)	
(7.170)	Imposte sul reddito ^(a)		(3.173)	(1.999)	1.174	
61,1	Tax rate (%)		76,2	79,7	3,5	
4.569	Utile (perdita) netto adjusted		991	508	(483)	(48,7)
	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 ^(b)		617	170	(447)	(72,4)
	Prezzi medi di realizzo					
88,71	Petrolio ^(c)	(\$/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.

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.	Var. %
64	Utile (perdita) operativo	(1.258)	(391)	867	(68,9)
(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		
168	Utile (perdita) operativo adjusted	(126)	(390)	(264)	..
7	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	11	6	(5)	
49	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(2)	(20)	(18)	
(138)	Imposte sul reddito ^(a)	(51)	74	125	
61,6	Tax rate (%)	..	..		
86	Utile (perdita) netto adjusted	(168)	(330)	(162)	96,4

(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.

Refining & Marketing e Chimica

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
(2.811)	Utile (perdita) operativo	(1.567)	723	2.290	..
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		
(412)	Utile (perdita) operativo adjusted	695	583	(112)	(16,1)
(65)	- Refining & Marketing	387	278	(109)	(28,2)
(347)	- Chimica	308	305	(3)	(1,0)
(12)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(2)	1	3	
64	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	69	32	(37)	
41	Imposte sul reddito ^(a)	(250)	(197)	53	
...	Tax rate (%)	32,8	32,0	(0,8)	
(319)	Utile (perdita) netto adjusted	512	419	(93)	(18,2)

(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.

Corporate e altre attività

2014		(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.	Var. %
(518)	Utile (perdita) operativo		(497)	(681)	(184)	(37,0)
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	7		
30	- altro		25	93		
(443)	Utile (perdita) operativo adjusted		(369)	(452)	(83)	(22,5)
(564)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(686)	(721)	(35)	
(156)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		285	(6)	(291)	
311	Imposte sul reddito ^(a)		107	188		
(852)	Utile (perdita) netto adjusted		(663)	(991)	(328)	(49,5)

(a) Escludono gli special item.

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'accrescimento 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 rappresentative della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale 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.

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.

2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATION	CONTINUING OPERATIONS
(€ milioni)								
Utile (perdita) operativo	2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157		2.157
Esclusione (utile) perdita di magazzino		90	(406)		141	(175)		(175)
Esclusione special item:								
- 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
Special item dell'utile (perdita) operativo	(73)	(89)	266	229		333		333
Utile (perdita) operativo adjusted	2.494	(390)	583	(452)	80	2.315		2.315
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(55)	6	1	(721)		(769)		(769)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	68	(20)	32	(6)		74		74
Imposte sul reddito ^(a)	(1.999)	74	(197)	188	(19)	(1.953)		(1.953)
Tax rate (%)	79,7	..	32,0			120,6		120,6
Utile (perdita) netto adjusted	508	(330)	419	(991)	61	(333)		(333)
di competenza:								
- interessenze di terzi						7		7
- azionisti Eni						(340)		(340)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.464)	413	(1.051)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(120)		(120)
Esclusione special item						1.244	(413)	831
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(340)		(340)

(a) Escludono gli special item.

2015

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	TOTALE			
(€ milioni)													
Utile (perdita) operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(497)	(694)	(23)	(4.998)	694	1.228	1.922	(3.076)		(4.304)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	877			127	1.136				1.136		1.136
Esclusione special item:													
- 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
- differenze e derivati su cambi	(59)	(9)	5				(63)				(63)		(63)
- altro	195	535	30	25			785				785		785
Special item dell'utile (perdita) operativo	5.141	1.000	1.385	128	597		8.251	(597)	(6)	(603)	7.648		7.654
Utile (perdita) operativo adjusted	4.182	(126)	695	(369)	(97)	104	4.389	97	1.222	1.319	5.708	(1.222)	4.486
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(272)	11	(2)	(686)	(5)		(954)	5	24	29	(925)	(24)	(949)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	254	(2)	69	285	17		623	(17)		(17)	606		606
Imposte sul reddito ^(b)	(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
di competenza:													
- interessenze di terzi							(243)			848	605	(679)	(74)
- azionisti Eni							675			642	1.317	(514)	803
Utile netto di competenza azionisti Eni							(8.778)			826	(7.952)		(7.952)
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)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							675			642	1.317		803

(a) Escludono gli special item.

2014							Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	TOTALE		
(€ 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
Esclusione special item:												
- 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
Special item dell'utile (perdita) operativo	952	223	653	75	461		2.364	(461)	9	(452)	1.912	1.903
Utile (perdita) operativo adjusted	11.679	168	(412)	(443)	479	231	11.702	(479)	1.114	635	12.337	11.223
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(273)	7	(12)	(564)	(6)		(848)	6	40	46	(802)	(842)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	333	49	64	(156)	21		311	(21)		(21)	290	290
Imposte sul reddito ^(a)	(7.170)	(138)	41	311	(185)	(79)	(7.220)	185	(51)	134	(7.086)	(7.035)
Tax rate (%)	61,1	61,6	...		37,4		64,7				59,9	65,9
Utile (perdita) netto adjusted	4.569	86	(319)	(852)	309	152	3.945	(309)	1.103	794	4.739	3.636
di competenza:												
- interessenze di terzi							89			451	540	(87)
- azionisti Eni							3.856			343	4.199	3.723
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.303			417	1.720	1.720
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)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.856				3.856	3.723

(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	(1.226)		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	FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE	12.155	7.673	(4.482)

Dettaglio degli special item (include le discontinued operations)

2014	(€ milioni)	2015	2016
2.364 Special item dell'utile (perdita) operativo		8.251	333
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
203 Oneri (proventi) finanziari		292	166
di cui:			
(229) - riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		63	19
(189) Oneri (proventi) su partecipazioni		488	817
di cui:			
(159) plusvalenze da cessione		(33)	(57)
(38) svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni		506	896
(300) Imposte sul reddito		(7)	(72)
di cui:			
976 - svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		880	170
(824) - altri proventi netti di imposta			
69 - adeguamento 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)
2.078 Totale special item dell'utile (perdita) netto		9.024	1.244
di competenza:			
533 - interessenze di terzi		353	
1.545 - azionisti Eni		8.671	1.244

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^(a)

(€ milioni)	31 dicembre 2015	31 dicembre 2016	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
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	(1.284)	(1.765)	(481)
	76.450	79.729	3.279
Capitale di esercizio netto			
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)
	(10.095)	(11.013)	(918)
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)
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.280	67.862	(6.418)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.493	53.037	(2.456)
Interessenze di terzi	1.916	49	(1.867)
Patrimonio netto	57.409	53.086	(4.323)
Indebitamento finanziario netto	16.871	14.776	(2.095)
COPERTURE	74.280	67.862	(6.418)

(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 (€7.559 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.

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
Utile (perdita) netto dell'esercizio	(9.373)	(1.457)
Componenti non riclassificabili a conto economico	15	(19)
Rivalutazione di piani a benefici definiti per dipendenti	36	16
Effetto fiscale	(21)	(35)
Componenti riclassificabili a conto economico	4.634	1.889
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)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	4.649	1.870
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	(4.724)	413
di competenza:		
Azionisti Eni	(4.195)	406
- continuing operations	(3.416)	819
- discontinued operations	(779)	(413)
Interessenze di terzi	(529)	7
- continuing operations	554	7
- discontinued operations	(1.083)	

Patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2015	57.409
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
Totale variazioni	(4.323)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2016	53.086
di competenza:	
- azionisti Eni	53.037
- interessenze di terzi	49

Il **patrimonio netto comprese 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.

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)	(5.674)	(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
Indebitamento finanziario netto	16.871	14.776	(2.095)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	57.409	53.086	(4.323)
Leverage	0,29	0,28	(0,01)

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.

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^(a)

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
1.808	Utile (perdita) netto - continuing operations	(7.399)	(1.044)	6.355
	<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
6.600	- 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
14.469	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	12.875	7.673	(5.202)
273	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	(1.226)		1.226
14.742	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.649	7.673	(3.976)
(11.178)	Investimenti tecnici - continuing operations	(10.741)	(9.180)	1.561
(694)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(561)		561
(11.872)	Investimenti tecnici	(11.302)	(9.180)	2.122
(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
6.581	Free cash flow	1.026	(1.152)	(2.178)
(414)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)	(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
1.183	FLUSSO DI CASSA NETTO	(1.405)	465	1.870
13.544	FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE	12.155	7.673	(4.482)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2014	(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
6.581	Free cash flow	1.026	(1.152)	(2.178)
(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
1.278	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(3.186)	2.095	5.281

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

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).

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

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)		31 dicembre 2015		31 dicembre 2016	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, 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)	
Totale Capitale immobilizzato			76.450		79.729
Capitale di esercizio netto					
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		(7.425)		(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	
- acconti 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)	
Totale Capitale di esercizio netto			(10.095)		(11.013)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.123)		(868)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			9.048		14
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)			
CAPITALE INVESTITO NETTO			74.280		67.862
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			57.409		53.086
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			27.793		27.239
- 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)
Totale Indebitamento finanziario netto^(a)			16.871		14.776
COPERTURE			74.280		67.862

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

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2015		2016	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto - continuing operations		(7.399)		(1.044)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		17.216		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)	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		12.875		7.673
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		(1.226)		
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.649		7.673
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)		(1.164)
- partecipazioni	(228)		(1.164)	
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 ^(a)	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)	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	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	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(183)		(6.860)	
Free cash flow		1.026		(1.152)

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

(€ milioni)		2015		2016	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow			1.026		(1.152)
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 ^(a)		(889)	(889)	889	
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(13)	(13)	(5)	(5)
Flusso di cassa netto		(1.405)	(1.405)	465	465

a) Nel rendiconto finanziario statutory i disinvestimenti 2016 comprendono 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 della 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 espresse su base netta.

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 vigenza 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 26 settembre 2016, con efficacia giuridica dal 1° ottobre 2016, ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2016¹;
- 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 2016¹;
- 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'OPI 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.

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)
(1.385)	Utile operativo		(2.144)	(1.678)	466
(142)	Proventi (oneri) finanziari netti		(435)	(446)	(11)
5.555	Proventi netti su partecipazioni		5.182	6.058	876
4.028	Utile prima delle imposte		2.603	3.934	1.331
482	Imposte sul reddito		(445)	232	677
4.510	Utile netto del periodo - continuing operations		2.158	4.166	2.008
	Utile netto del periodo - discontinued operations		49	355	306
4.510	Utile netto		2.207	4.521	2.314

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)	Elisioni		(3.261)	(2.298)	963
42.364			33.713	27.718	(5.995)

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.

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 ^(a)	(11)	(86)	(75)
(1.385)	Utile operativo	(2.144)	(1.678)	466
1.070	Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)	622	(291)	(913)
(315)	Utile operativo a valori correnti	(1.522)	(1.969)	(447)

(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 raffronto 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 rappresentata²:

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 riazioni 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)
(454)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(1.511)	(1.098)	413

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)
(520)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(140)	(57)	83

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.

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

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)
		49	355	306

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).

Stato patrimoniale riclassificato³

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
Capitale immobilizzato		
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
	50.787	53.815
Capitale di esercizio netto		
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	(2.198)	(959)
	(1.527)	(1.439)
Fondi per benefici ai dipendenti	(367)	(391)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	235	4
CAPITALE INVESTITO NETTO	49.128	51.989
Patrimonio netto	39.504	41.935
Indebitamento finanziario netto	9.624	10.054
COPERTURE	49.128	51.989

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 Sanazzaro (€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.

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)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2015		38.570
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)	
		934
Patrimonio netto al 1° gennaio 2016		39.504
<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	
		5.326
<i>Decremento per:</i>		
Distribuzione saldo dividendo 2015	(1.440)	
Acconto 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)	
		(2.895)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2016		41.935

Indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

	31 dicembre 2015	31 dicembre 2016	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.083	26.727	2.644
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.124	7.173	1.049
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	17.959	19.554	1.595
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)
Indebitamento finanziario netto	9.624	10.054	430

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).

Rendiconto finanziario riclassificato⁴

(€ milioni)	2015	2016	Var. ass.
Utile netto - continuing operations	2.158	4.166	2.008
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)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.333	6.623	(6.710)
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations			
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.333	6.623	(6.710)
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)
Free cash flow	2.562	3.005	443
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
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(152)	451	603
Free cash flow	2.562	3.005	443
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.457)	(2.881)	576
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)	(200)	(605)	(405)
Variazioni dell'indebitamento per effetto delle Fusioni		51	
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.095)	(430)	665

(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)
Investimenti tecnici	1.231	846	(385)

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

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

(€ milioni)	31 dicembre 2015				31 dicembre 2016	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	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
Capitale immobilizzato						
Immobili, 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)	6.969			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)	
Totale Capitale immobilizzato				50.787		53.815
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze		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		817
- 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)	
Totale Capitale di esercizio netto				(1.527)		(1.439)
Fondi per benefici ai dipendenti		(366)	(1)	(367)		(391)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(vedi nota 34)			235		4
CAPITALE INVESTITO NETTO				49.128		51.989
Patrimonio netto		39.562	(58)	39.504		41.935
Indebitamento finanziario netto						
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:						
- passività finanziarie a lungo termine		17.959			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	
Totale Indebitamento finanziario netto		9.675	(51)	9.624		10.054
COPERTURE				49.128		51.989

Commento ai risultati
economico-finanziari di Eni SpA

(€ milioni)	2015			2016	
	Valori da schema legale	Riesposizione fusioni	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale					
Utile netto - continuing	2.134	24	2.158		4.166
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:					
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		(22)	6.570		2.016
- 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
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		6	(9.488)		(6.291)
- dividendi	(10.366)			(6.486)	
- interessi attivi	(241)			(161)	
- interessi passivi	675			588	
- imposte sul reddito	438			(232)	
Variazione del capitale di esercizio		11	3.679		765
- 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)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		(2)	10.571		5.938
- 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	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.316	17	13.333		6.623
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations					
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.316	17	13.333		6.623
Investimenti tecnici:		(9)	(1.231)		(846)
- immobilizzazioni materiali	(1.162)			(788)	
- immobilizzazioni immateriali	(60)			(58)	
Investimenti in partecipazioni	(7.711)		(7.711)		(8.299)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:			(3.406)		3.820
- crediti finanziari strumentali	(3.406)			3.820	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa					
Variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(35)	(8)	(43)		(507)
Titoli strumentali all'attività operativa	(3)		(3)		
Dismissioni:			1.623		2.214
- immobilizzazioni materiali	20			5	
- immobilizzazioni immateriali					
- partecipazioni	1.586			2.209	
- altre attività destinate alla vendita	17				
- cessione rami d'azienda					
Free cash flow	2.562		2.562		3.005
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:			1.168		(2.362)
- 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)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(3)	(425)		2.683
- 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	
Flusso di cassa del capitale proprio:			(3.457)		(2.881)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.457)			(2.881)	
Effetto delle Fusioni					6
Flusso di cassa netto di periodo	(149)	(3)	(152)		451

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 PSA 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-

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 d'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.

Rischio Paese

Al 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 352 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-

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 consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

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.

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 considerate 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,

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 alto 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 giudiziali 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

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

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.

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 ed 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 l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo parimenti con la delibera 447/2013/R/GAS, fra

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 (21ª 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 aumentarne 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 governi¹ hanno introdotto nell'economia il meccanismo del carbon pricing, quale misura per il contenimento delle emissioni di CO₂ 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.

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 meteorologici 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 CO₂ 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 CO₂ 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"² 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 \$/tonnellata³ 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 WE02016) 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ equivalente⁴. 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 del 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.

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 CO₂ 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 CO₂ 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.

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 avvii 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 nel 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

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.

Glossario

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

- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **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_x** (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- **Emissioni di SO_x** (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.
- **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 (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF₆). 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'istituzione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie

e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

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

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

- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **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	mgl	migliaia
bbl	barili	mln	miliardi
bbl/g	barili/giorno	mln	milioni
boe	barili di petrolio equivalente	n.	numero
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno	NGL	Natural Gas Liquids
/g	giorno	PCA	Production Concession Agreement
GNL	Gas Naturale Liquefatto	ppm	parti per milione
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto	PSA	Production Sharing Agreement
GWh	Gigawattora	tep	tonnellate di petrolio equivalente
km	chilometri	ton	tonnellate
mc	metri cubi	TWh	Terawattora

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

Stato patrimoniale

01.01.2015 ^(a)			31.12.2015 ^(a)			31.12.2016	
Totale	di cui verso parti correlate	(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
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)	21.640	1.985	17.593	1.100
7.555		Rimanenze	(12)	4.579		4.637	
762		Attività per imposte sul reddito correnti	(13)	360		383	
1.209		Attività per altre imposte correnti	(14)	630		689	
4.385	43	Altre attività correnti	(15) (34)	3.642	50	2.591	57
54.407				41.370		37.971	
Attività non correnti							
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
95.503				82.098		86.560	
456		Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(35)	15.533	308	14	
150.366		TOTALE ATTIVITÀ		139.001		124.545	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
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
37.174				29.935		27.696	
Passività non correnti							
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
47.386				45.172		43.763	
165		Discontinued operations e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(35)	6.485	207		
84.725		TOTALE PASSIVITÀ		81.592		71.459	
PATRIMONIO NETTO							
2.455		Interessenze di terzi	(36)	1.916		49	
Patrimonio netto di Eni:							
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)	
63.186		Totale patrimonio netto di Eni		55.493		53.037	
65.641		TOTALE PATRIMONIO NETTO		57.409		53.086	
150.366		TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		139.001		124.545	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Conto economico

(€ milioni)	Note	2014 ^(a)		2015 ^(a)		2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(39)						
Ricavi della gestione caratteristica		98.218	1.497	72.286	1.342	55.762	1.238
Altri ricavi e proventi		1.079	69	1.252	69	931	74
Totale ricavi		99.297		73.538		56.693	
COSTI OPERATIVI	(40)						
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	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		8.965		(3.076)		2.157	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(41)						
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
		(1.167)		(1.306)		(885)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(42)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		110		(471)		(326)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		366		576		(54)	
		476		105		(380)	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		8.274		(4.277)		892	
Imposte sul reddito	(43)	(6.466)		(3.122)		(1.936)	
Utile (perdita) netto - Continuing operations		1.808		(7.399)		(1.044)	
Utile (perdita) netto - Discontinued operations	(35)	(949)	867	(1.974)	142	(413)	
Utile (perdita) netto		859		(9.373)		(1.457)	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		1.720		(7.952)		(1.051)	
- discontinued operations	(35)	(417)		(826)		(413)	
		1.303		(8.778)		(1.464)	
Interessenze di terzi:	(36)						
- continuing operations		88		553		7	
- discontinued operations	(35)	(532)		(1.148)			
		(444)		(595)		7	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni							
(ammontari in € per azione)	(44)						
- semplice		0,36		(2,44)		(0,41)	
- diluito		0,36		(2,44)		(0,41)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations							
(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 dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2014 ^(a)	2015 ^(a)	2016
Utile (perdita) netto dell'esercizio		859	[9.373]	[1.457]
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
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]
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
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
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		5.167	4.649	1.870
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		6.026	[4.724]	413
Di competenza Eni:				
- continuing operations		6.817	[3.416]	819
- discontinuing operations	(35)	[390]	[779]	[413]
		6.427	[4.195]	406
Interessenze di terzi:				
- 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.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni													
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi
Saldi al 31 dicembre 2013	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.839
Modifica dei criteri contabili (SEM)										3.001			3.001	3
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
Utile (perdita) dell'esercizio												1.303	1.303	(444)
Altre componenti dell'utile complessivo														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale						(51)							(51)	(9)
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
						(49)							(49)	(8)
Componenti riclassificabili a conto economico														
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro						(1)		5.137		232			5.368	59
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)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						5							5	(1)
				(130)	(70)	(1)	5	5.137		232			5.173	51
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				(130)	(70)	(50)	5	5.137		232		1.303	6.427	(401)
Operazioni con gli azionisti														
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 (€0,56 per azione)										(2.020)		(2.020)		(2.020)
Attribuzione del dividendo di altre società														(49)
Destinazione utile residuo 2013										1.181		(1.181)		
Acquisto azioni proprie									(380)				(380)	(380)
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi														1
									(380)	1.181	(27)	(5.160)	(4.386)	(48)
Altri movimenti di patrimonio netto														
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
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

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 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																	
Componenti non riclassificabili a conto economico																	
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
Componenti riclassificabili a conto economico																	
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			
					(190)	(3)	(1)	(9)	4.690		54			28	4.569	65	4.634
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio					(190)	(3)	21	(9)	4.690		54		(8.778)	20	(4.195)	(529)	(4.724)
Operazioni con gli azionisti																	
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)
Acconto 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/a azionisti terzi	(36)															1	1
										(2.734)	580	(1.303)		(3.457)	(20)	(3.477)	
Altri movimenti di patrimonio netto																	
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

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	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	20	55.493	1.916	57.409
Utile (perdita) dell'esercizio													(1.464)		(1.464)	7	(1.457)
Altre componenti della perdita complessiva																	
Componenti non riclassificabili a conto economico																	
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(36)						(19)								(19)		(19)
							(19)								(19)		(19)
Componenti riclassificabili a conto economico																	
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
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio					663	(4)	(11)	32	1.190				(1.464)		406	7	413
Operazioni con gli azionisti																	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2015 di €0,40 per azione)	(36)										(1.028)	1.440	(1.852)		(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)	(36)											(1.441)			(1.441)		(1.441)
Attribuzione del dividendo di altre società																(4)	(4)
Destinazione perdita residua 2015											(10.630)		10.630				
											(11.658)	(1)	8.778		(2.881)	(4)	(2.885)
Altri movimenti di patrimonio netto																	
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)
Altre variazioni								(1)			48				47	2	49
								(1)			40			(20)	19	(1.870)	(1.851)
Saldi al 31 dicembre 2016	(36)	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)		53.037	49	53.086

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2014 ^(a)	2015 ^(a)	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.

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2014 ^(a)	2015 ^(a)	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	(2.645)
		(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)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(5.062)	(1.351)	(3.651)
- 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
Flusso di cassa netto dell'esercizio		1.183	(1.405)	465
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 riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dello IAS 8 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Note al bilancio consolidato

1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito “IFRS” o “principi contabili internazionali”)¹ emanati dall’International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all’art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell’art. 9 del D. Lgs. 38/05². 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.

2 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 rilevanti³ 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 economico⁴. 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 nelle 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 nuovo.

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 verificate 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 netto⁵.

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 mantenuta⁶; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁷. 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 value⁸, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano 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 antecedentemente 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".

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 competenza⁹. 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 Gruppo¹⁰. 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	1,05
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".

3 Criteri di valutazione

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

Attività mineraria

Acquisizione di permessi esplorativi

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi – unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della Società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto 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 giustificare lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; diversamente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto 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 periodo¹¹ 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.

Production Sharing Agreements e contratti di buy back

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

Chiusura e abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto 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"¹².

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 ai settori/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 ai settori/business Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power.

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 stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

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

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

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

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile¹³, 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 valore¹⁴.

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.

nere 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 netto¹⁵ 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"¹⁶ 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 partecipazione¹⁷ 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 ripristino¹⁸.

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". Differentemente, 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.

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"; diversamente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

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

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la 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 alle attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di

valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

Benefici per i dipendenti

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

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

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

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

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

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Azioni proprie

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

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei 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

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

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 massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

4 Schemi di bilancio¹⁹

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura²⁰. 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.

5 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 della 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.

[19] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultima relazione finanziaria annuale, fatta eccezione per: (i) gli schemi di conto economico e 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/ripresе 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.

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

Rideterminazione dei dati comparativi

(€ milioni)

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

(€ milioni)

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	775	4.420
Passività non correnti	46.659	727	47.386
Totale patrimonio netto	62.209	3.432	65.641

(€ milioni)

Voci di bilancio	31 dicembre 2015			
	Dati pubblicati 31.12.2015	Riesposizione 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

(€ milioni)

Voci di bilancio	2014			
	Dati pubblicati 2014	Riesposizione 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	3.106	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

(€ milioni)

2015

Voci di bilancio	Dati pubblicati 2015	Riesposizione 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.

6 Stime contabili e giudizi significativi

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

Attività mineraria

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

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 espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa.

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (cash generating unit) al quale il goodwill può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

Smantellamento e ripristino siti

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

Business combination

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. L'allocation 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 allocation, che richiede, anche in funzione delle informazioni disponibili, l'esercizio di un giudizio complesso da parte della Direzione Aziendale rileva anche ai fini dell'applicazione dell'equity method.

Passività ambientali

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Benefici per i dipendenti

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.

7 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.

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 dei 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 2018²¹.

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.

Attività correnti

8 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).

9 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
	5.028	6.166

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
	5.028	6.166

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

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	539	548	Baa2	BBB-
Spagna	158	166	Baa2	BBB+
Polonia	62	64	A2	BBB+
Slovenia	33	36	Baa3	A
Germania	23	24	Aaa	AAA
Irlanda	10	11	A3	A+
Cile	8	8	Aa3	AA-
Slovacchia	5	5	A2	A+
Svezia	5	5	Aaa	AAA
	843	867		
Tasso variabile				
Italia	100	100	Baa2	BBB-
Spagna	30	29	Baa2	BBB+
	130	129		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	973	996		
Altri titoli				
Tasso fisso				
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
	4.253	4.383		
Tasso variabile				
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-
	784	787		
Totale Altri titoli	5.037	5.170		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.010	6.166		

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
Titoli strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	243	
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	39	
	282	
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani		210
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari		28
		238
	282	238

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
Tasso fisso						
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'adeguata 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.

11 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	685	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 pregressi 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	4.869
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.085	93	759	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

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
- acconti 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.

12 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
	1.892	599	2.088	4.579	2.043	533	2.061	4.637

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
2015							
Rimanenze lorde	8.027	(1.082)			249	(2.307)	4.887
Fondo svalutazione	(472)		(93)	212	(10)	55	(308)
Rimanenze nette	7.555	(1.082)	(93)	212	239	(2.252)	4.579
2016							
Rimanenze lorde	4.887	(29)			61	(27)	4.892
Fondo svalutazione	(308)		(125)	163	(5)	20	(255)
Rimanenze nette	4.579	(29)	(125)	163	56	(7)	4.637

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.

13 Attività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Imprese italiane	182	134
Imprese estere	178	249
	360	383

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

14 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
	630	689

15 Altre attività correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	3.220	2.248
Altre attività	422	343
	3.642	2.591

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.

Attività non correnti

16 Immobili, 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
2015											
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
	75.991	11.177	(8.646)	(5.990)	(678)	5.319	(7.509)	(1.659)	68.005	185.249	117.244
2016											
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	167.007	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
	68.005	9.067	(7.308)	86	(289)	1.886	(11)	(643)	70.793	197.272	126.479

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2015	2016
Investimenti:		
- 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
	11.177	9.067

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.

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	Riduzioni	Riclassifiche	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
2015							
Attività esplorativa e di appraisal:							
- 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
	2.577	558	(91)	(607)	(47)	247	2.637
Altre immobilizzazioni in corso:							
- 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
	21.050	9.346	(1.864)	(69)	(8.310)	1.517	21.670
	23.627	9.904	(1.955)	(676)	(8.357)	1.764	24.307
2016							
Attività esplorativa e di appraisal:							
- 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
	2.637	402	(5)	(109)	(198)	91	2.818
Altre immobilizzazioni in corso:							
- 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
	21.670	7.779	(20)	21	(15.734)	506	14.222
	24.307	8.181	(25)	(88)	(15.932)	597	17.040

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
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	1.618	1.568	1.737
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
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	1.568	1.737	1.684

	2014		2015		2016	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	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
	1.568	35,79	1.737	35,43	1.684	32,85
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- 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
	1.568	35,79	1.737	35,43	1.684	32,85

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
2015						
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
	3.092		(998)	(203)	321	2.212
2016						
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
	2.212	2	190	(35)	81	2.450

Nel 2016 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 delle 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.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €17.480 milioni e €17.558 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2016.

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
Attività materiali lorde:		
- 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)
	185.249	197.272
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- 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)
	117.244	126.479
Attività materiali nette:		
- 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)
	68.005	70.793

17 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.

18 Attività immateriali

(€ 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
2015											
Attività immateriali a vita utile definita											
- 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)		2	(1)	21	166	2.576	2.410
	2.223	125	(303)	(383)	(10)	104	(43)	7	1.720	8.881	7.161
Attività immateriali a vita utile indefinita											
- Goodwill	2.197			(161)		34	(363)	(393)	1.314		
	4.420	125	(303)	(544)	(10)	138	(406)	(386)	3.034		
2016											
Attività immateriali a vita utile definita											
- 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
	1.720	113	(253)	389	(61)	32		9	1.949	8.949	7.000
Attività immateriali a vita utile indefinita											
- Goodwill	1.314					6			1.320		
	3.034	113	(253)	389	(61)	38		9	3.269		

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	611	579
Altri diritti esplorativi	34	16
	735	1.092

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.

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.

19 Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali

(€ milioni)	2015	2016
Svalutazioni:		
- attività materiali	(5.993)	(1.067)
- attività immateriali	(544)	
	(6.537)	(1.067)
a dedurre:		
- 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

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 cartello 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 €385 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.

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
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	4.682	740
- Gas & Power	153	167
- Refining & Marketing e Chimica	1.138	120
- Corporate e Altre Attività	20	40
	5.993	1.067
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	1.837	216
- Gas & Power	38	35
- Refining & Marketing e Chimica	38	32
- Corporate e Altre Attività	2	
	1.915	283
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	2.845	524
- Gas & Power	115	132
- Refining & Marketing e Chimica	1.100	88
- Corporate e Altre Attività	18	40
	4.078	784

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
Svalutazioni (riprese di valore) nette:		
- 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)
	5.212	(700)
Effetto fiscale:		
- 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)
	1.943	(219)
Svalutazioni (riprese di valore) al netto del relativo effetto fiscale:		
- 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)
	3.269	(481)

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'ecedenza 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
2015										
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)	2.853
2016										
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)	4.040

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).

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
- PetroJunín 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 Llc			50,00		16	50,00
- Altre	26	6		12	25	
	150	142		77	100	

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
- Matrica 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 Llc	7	50,00		50,00
- Westgasinvest Llc	1	50,01	3	50,01
- Altre	21		15	
	615		370	

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 considera 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.

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
Imprese controllate:						
- Eni BTC Ltd	96	34.000.000	100,00	106	34.000.000	100,00
- Altre ^(*)	79			62		
	175			168		
Imprese in joint venture:						
- Saipem				1.497	3.087.679.689	30,76
- Unión Fenosa Gas SA	503	273.100	50,00	434	273.100	50,00
- PetroJunín 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 Llc	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 ^(*)	87			70		
	1.275			2.675		
Imprese collegate:						
- 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 - Raffineriebetriebsgesellschaft mbH			33,33	34	1	33,33
- PetroSucre SA	123	5.727.800	26,00		5.727.800	26,00
- Altre ^(*)	71			53		
	1.403			1.197		
	2.853			4.040		

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

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

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €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
	126	151

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
2015									
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
	2.015	3	(1.435)	49	22	6	660	664	4
2016									
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
	660	8	(399)		4	3	276	280	4

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		
	625			237		
	660			276		

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

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

21 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2015	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 Matrìca 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).

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	24	24	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
Tasso variabile							
Italia	11	11	11		dal 2018 al 2019	Baa2	BBB-
Mozambico	2	2	2		dal 2017 al 2019	Caa3	B-
Totale Stati Sovrani	71	68	73				
Banca Europea per gli Investimenti							
	4	4	4		2018	Aaa	AAA
	75	72	77				

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.

22 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)
	3.853	2.327	(954)	105	(1.541)	3.790

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.

23 Altre attività non correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	44	73
- per interessi su crediti d'imposta	63	64
	107	137
- Amministrazioni finanziarie estere	287	365
	394	502
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	567	222
- altri	46	52
	613	274
Fair value su strumenti finanziari derivati	218	108
Altre attività	533	464
	1.758	1.348

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 allinearlo 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.

Passività correnti

24 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
	5.720	3.396

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
	5.720	3.396

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.

25 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
	4.700	5.139
	14.942	16.703

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).

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	1.544	1.835
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	283	219
- altri	57	104
	1.884	2.158
Altri debiti:		
- 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
	2.816	2.981
	4.700	5.139

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

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

26 Passività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Imprese italiane	65	97
Imprese estere	366	329
	431	426

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

27 Passività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Accise e imposte di consumo	716	634
Altre imposte e tasse	738	659
	1.454	1.293

28 Altre passività correnti

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	4.261	2.108
Altre passività	451	491
	4.712	2.599

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 (€76 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.

Passività non correnti

29 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	Valore al 31 dicembre			Scadenza						
	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
		22.073	23.843	3.279	2.080	4.038	2.909	1.284	10.253	20.564

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 simili 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.

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

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
(€ milioni)					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
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		2,625
Eni SpA	800	(3)	797	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	13	763	EUR		2019		3,750
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	6,125
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
	16.342	186	16.528					
Altri prestiti obbligazionari								
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
	2.463	12	2.475					
	18.805	198	19.003					

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 [%]
Società emittente						
Eni SpA	400	[17]	383	EUR	2022	0,000
	400	[17]	383			

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).

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.

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
O. 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 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.

30 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi 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	53	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	7			(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.

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 linea di business Chimica (€32 milioni) e a Syndial SpA (€14 milioni).

31 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	156	124
Altri fondi per benefici ai dipendenti	153	170
	1.123	868

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

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:

	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
(€ milioni)										
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		(7)	2	(3)	(8)
Contributi al piano:		1			1		1			1
- Contributi dei dipendenti		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)	(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		20			20
Rendimento delle attività a servizio del piano		(11)			(11)		42			42
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							(3)			(3)
Spese amministrative pagate		(1)			(1)					
Contributi al piano:		42			42		25			25
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
- Contributi del datore di lavoro		41			41		24			24
Benefici pagati		(24)			(24)		(19)			(19)
Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita		(86)			(86)					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		53			53		(153)			(153)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio [b]		707			707		619			619
Passività netta rilevata in bilancio [a-b]	281	533	156	153	1.123	298	276	124	170	868

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
2015					
Costo corrente		41	2	54	97
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(9)	(1)	13	3
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	41	3	1	51
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(24)			(24)
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	17	3	1	27
- 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
Totale	6	50	4	51	111
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		33	1	51	85
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	17	3		26
2016					
Costo corrente		28	2	56	86
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(4)	2	(3)	(5)
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	34	3	1	44
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)			(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	14	3	1	24
- 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)
Totale	6	38	7	53	104
- 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
Rivalutazioni:									
- 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)

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2015									
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
31.12.2016									
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
2015					
Tasso di sconto	(%)	2,0	0,8-15,3	2,0	0,5-2,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-13,3		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-9,7	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24	
2016					
Tasso di sconto	(%)	1,0	0,6-17,5	1,0	0,0-1,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0	1,0-15,0		
Tasso d'inflazione	(%)	1,0	0,6-13,5	1,0	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
2015						
Tasso di sconto	(%)	2,0	0,8-3,8	3,5-15,3	9,4-9,5	0,8-15,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,0	2,5-4,7	5,0-13,3	10,0	2,0-13,3
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,0	3,5-9,7	5,5-8,2	0,6-9,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21-22	22-24	13-15		13-24
2016						
Tasso di sconto	(%)	1,0-2,0	0,6-2,7	3,5-17,5	7,3-8,1	0,6-17,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,0-3,0	2,3-3,8	5,0-15,0	7,8-10,0	1,0-15,0
Tasso d'inflazione	(%)	1,0-1,8	0,6-3,4	3,5-13,5	5,0-5,5	0,6-13,5
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.

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 pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2015						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(17)	18	12			
Piani esteri a benefici definiti	(75)	84	46	26		54
FISDE e altri piani medici esteri	(8)	9			9	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	2	1			
31.12.2016						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
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
31.12.2015				
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
31.12.2016				
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
2015					
Duration media ponderata	anni	12,0	16,5	14,1	4,3
2016					
Duration media ponderata	anni	10,3	17,9	13,9	3,4

32 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)
Passività per imposte differite nette	3.572	2.877

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
Passività per imposte differite						
- 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	(7)	1		81
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	77		(9)	1	(53)	16
- altre	439	114	(509)	(3)	299	340
	10.780	1.796	(1.486)	229	(366)	10.953
Attività per imposte anticipate - Lordo						
- 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	134	(118)
- altre	(1.389)	(72)	207	(39)	58	(1.235)
	(12.307)	(2.994)	1.208	(185)	580	(13.698)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	5.099	667	(254)	80	30	5.622
	(7.208)	(2.327)	954	(105)	610	(8.076)
Passività nette per imposte differite	3.572	(531)	(532)	124	244	2.877

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.

33 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
	1.852	1.768

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.

34 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
Contratti derivati non di copertura						
<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
	327	346		243	366	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	30	20	2	10	12	2
	30	20		10	12	
<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
	2.136	1.974		761	737	
	2.493	2.340		1.014	1.115	
Contratti derivati di negoziazione						
<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
	3.209	3.789		2.267	2.221	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	19	614	2	309	150	2
- Future	107		1	1	18	1
	126	614		310	168	
Contratti derivati impliciti	20		2			
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili		26	2	46	46	2
Totale contratti derivati lordi	5.848	6.769		3.637	3.550	
Compensazione	(2.410)	(2.410)		(1.281)	(1.281)	
Totale contratti derivati netti	3.438	4.359		2.356	2.269	
Di cui:						
- correnti	3.220	4.261		2.248	2.108	
- non correnti	218	98		108	161	

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.

35 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 aggiornati 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.

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al netto delle partite intercompany.

Saipem

(€ 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	(ammontari in € per azione)		
	(0,12)	(0,23)	(0,12)
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.

36 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

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
Riserva al 31 dicembre 2014	(384)	100	(284)	13	(2)	11	(154)	32	(122)	(525)	130	(395)
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
Riserva al 31 dicembre 2015	(637)	163	(474)	9	(1)	8	(111)	10	(101)	(739)	172	(567)
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
Riserva al 31 dicembre 2016	246	(57)	189	5	(1)	4	(99)	(13)	(112)	152	(71)	81

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 Zrt (€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 Altergaz 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.

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
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	2.183	4.521	39.562	41.935
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
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- 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)	
	(9.373)	(1.457)	57.409	53.086
Interessenze di terzi	595	(7)	(1.916)	(49)
Come da bilancio consolidato	(8.778)	(1.464)	55.493	53.037

37 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2014	2015	2016
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	96		
Attività non correnti	265		
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(19)		
Passività correnti e non correnti	(291)		
Effetto netto degli investimenti	51		
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(15)		
Totale prezzo di acquisto	36		
a dedurre:			
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>			
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	36		
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
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)
Effetto netto dei disinvestimenti	5	47	3.392
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)
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	(5)	66	11
Interessenze di terzi			(1.872)
Totale prezzo di vendita		79	532
a dedurre:			
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>		(6)	(894)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		73	(362)

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 della 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.

38 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Garanzie Eni						
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	7	216	223		202	202
	6.129	8.339	14.468	6.124	8.429	14.553
Garanzie Ingegneria & Costruzione						
Imprese controllate consolidate		3.349	3.349			
Imprese in joint venture e collegate	150	68	218			
	150	3.417	3.567			
	6.279	11.756	18.035	6.124	8.429	14.553

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 €1.705 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
	21.663	21.287

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-

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 ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di mercato - Tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Tasso d'interesse

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

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il

bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici.

Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal 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 finanziarie 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).

Note al bilancio

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

(€ milioni)	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	6,21	2,45	4,06	4,40	5,27	2,55	3,62	3,42
Tasso di cambio ^(a)	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 ^(a)	61,91	3,37	26,82	3,37	19,03	4,23	10,24	9,41
Trading ^(b)	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 & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&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 ^(a)	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.

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	
31.12.2015							
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
	12.317	3.069	2.039	3.860	2.599	8.009	31.893
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	
31.12.2016							
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
	8.492	2.126	4.120	2.914	1.331	10.335	29.318
Interessi su debiti finanziari	696	557	486	386	277	1.605	4.007
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	
31.12.2015				
Debiti commerciali		9.605		9.605
Altri debiti e anticipi		5.337	58	5.418
		14.942	58	15.023

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2017	2018-2021	Oltre	
31.12.2016				
Debiti commerciali		11.038		11.038
Altri debiti e anticipi		5.665	29	5.716
		16.703	29	16.754

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^(a)	593	353	257	231	199	785	2.418
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	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^(c)	10.891	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	96	80	228	724
- Altri impegni di acquisto ^(d)	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	90.732	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 €31,6 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

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2015			2016		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli ^(a)	5.028	3		6.166	(21)	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	(921)	(327)		87	(465)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(a)	77	1		75		
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(a)	282	8	(4)	238	9	(4)
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni non correnti ^(c)	368	286				
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	19.946	(716)		17.324	(1.116)	
- Crediti finanziari ^(a)	3.256	(118)		2.328	128	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	15.023	83		16.754	287	
- Debiti finanziari ^(a)	27.793	(812)		27.239	(291)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(f)		(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

	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
(€ milioni)			
31.12.2015			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	22.351	711	21.640
Altre attività correnti	6.052	2.410	3.642
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	15.653	711	14.942
Altre passività correnti	7.122	2.410	4.712
31.12.2016			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	18.489	896	17.593
Altre attività correnti	3.872	1.281	2.591
Passività finanziarie			
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).

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 Crotone.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Crotone 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 Crotone 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 Crotone si è costituito parte offesa.
- (ii) **Eni SpA – sito di Praia 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

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 Mediterranea 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 barriera 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.

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

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 2016 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 2013, Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del 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 €777 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.

- (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 Galsi/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, e l'ex

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

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 (Turrisiani 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

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 dei 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,

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 – Ente 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 debentrici (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.

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.

39 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)
	98.218	72.286	55.762

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
	20.870	20.295	18.785

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 ^(*)	433	385	404
	1.079	1.252	931

(*) 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
	77.723	57.271	44.439
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(238)	(323)	(297)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(81)	(100)	(18)
	77.404	56.848	44.124

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
Pagabili entro:			
1 anno	522	495	593
da 2 a 5 anni	1.114	1.061	1.040
oltre 5 anni	726	809	785
	2.362	2.365	2.418

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
	3.268	3.368	3.219
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(278)	(203)	(215)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(61)	(46)	(10)
	2.929	3.119	2.994

Gli altri costi di €202 milioni (€160 milioni e €182 milioni rispettivamente nel 2014 e nel 2015) comprendono oneri per esodi agevolati per €47 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
	34.462	1.300	33.715	807	33.061	805

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
Ammortamenti:			
- attività materiali	7.356	8.646	7.308
- attività immateriali	326	303	253
	7.682	8.949	7.561
a dedurre:			
- 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.

Svalutazioni (riprese di valore) nette

(€ milioni)	2014	2015	2016
Svalutazioni:			
- attività materiali	1.196	5.993	1.067
- attività immateriali	138	544	
	1.334	6.537	1.067
a dedurre:			
- riprese di valore di attività materiali	(64)	(3)	(1.153)
- riprese di valore di attività immateriali			(389)
	1.270	6.534	(475)

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
Radiazioni:			
- attività materiali	936	678	289
- attività immateriali	262	10	61
	1.198	688	350

Le radiazioni sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

41 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2014	2015	2016
Proventi (oneri) finanziari			
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)
	(1.332)	(1.466)	(403)
Strumenti finanziari derivati	165	160	(482)
	(1.167)	(1.306)	(885)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2014	2015	2016
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- 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	37
- Interessi attivi verso banche	19	19	15
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	24	3	(21)
	(802)	(814)	(726)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	5.430	8.400	5.579
- Differenze passive di cambio	(5.845)	(8.754)	(4.903)
	(415)	(354)	676
Altri proventi (oneri) finanziari			
- 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 ^(a)	(293)	(291)	(312)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(59)	(293)	(290)
	(115)	(298)	(353)
	(1.332)	(1.466)	(403)

(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.

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	96	(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.

42 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.

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
Imposte correnti:			
- 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
Imposte differite e anticipate nette:			
- 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
Utile ante imposte	8.274	(4.277)	892
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	27,5	27,5	27,5
Imposte teoriche	2.275	(1.176)	245
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- 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	1.514	397
- effetto tassazione dividendi infragruppo	51	114	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
Imposte effettive	6.466	3.122	1.936

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.

44 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
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito		3.610.387.582	3.601.140.133	3.601.140.133
Utile netto di competenza Eni	(milioni di €)	1.303	(8.778)	(1.464)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	0,36	(2,44)	(0,41)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations	(milioni di €)	1.720	(7.952)	(1.051)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	0,48	(2,21)	(0,29)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations	(milioni di €)	(417)	(826)	(413)
Utile (perdita) per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	(0,12)	(0,23)	(0,12)

45 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
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	1	68	4
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	1.110	617	170
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	368	254	204
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	1.478	871	374
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	1.081	735	1.092
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	2.577	2.637	2.818
Totale attività materiali e immateriali	3.658	3.372	3.910
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	126	131	118
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	1.030	566	417
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	368	254	204
Totale effort esplorativo	1.398	820	621

46 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.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing & Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale	Discontinued operations		
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	Continuing operations
(€ milioni)										
2014										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	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 ^(b)	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 ^(c)	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			
2015										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	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	(618)		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 ^(b)	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 ^(c)	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			
2016										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	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 ^(b)	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 ^(c)	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.

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
2014								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	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
2015								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	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
2016								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	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
	98.218	72.286	55.762

47 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) 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;
- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2016" che si considera parte integrante delle presenti note.

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	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Joint venture e imprese collegate										
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 - Suporte Logistico Lda	68	15								
Mellitah Oil & Gas BV	98	58		10	235			7		
Petrobel Belayim Petroleum Co	32	375			603			2		
Petromar Lda	93	4	21							
South Stream Transport BV									1	
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1					157			
Unión Fenosa Gas SA			57		1	1				
Altre(*)	122	67		17	132	18	95	61	15	
	668	988	6.200	1.273	1.504	41	387	99	16	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
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	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	156	122			933		181	133	1	183
Gruppo Snam	147	585	7	155	1.867	5	235	33		13
Gruppo Terna	33	65		89	154	7	120	35	44	12
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	208
Fondi pensione e fondazioni										
		2			4	60				
	1.210	2.032	6.385	2.105	4.915	183	1.144	353	69	208
Discontinued operations										
Joint venture e imprese collegate										
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due					159			216		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					3			14		
KWANDA - Suporte Logistico Lda					10			9		
Petrobel Belayim Petroleum Co								83		
Petromar Lda					1	1		61		
South Stream Transport BV								495		
Altre(*)					50			31		
					223	1		909		
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV								155		
Altre(*)					2					
					2			155		
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Snam								39		
Altre(*)					13			4		
					13			43		
Fondi pensione e fondazioni										
						1				
					238	2		1.107		
Totale	1.210	2.032	6.385	2.105	5.153	185	1.144	1.460	69	208

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

Esercizio 2015

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015			2015						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Joint venture e imprese collegate										
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(*)	118	42		27	124	1	60	70	37	(2)
	199	473	6.185	821	1.596	9	60	99	37	(6)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Eni México S. de RL de CV			101							
Industria Siciliana Acido Fosforico -ISAF - SpA (in liquidazione)	65	1	9					3		
Altre(*)	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)
Imprese controllate dallo Stato										
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(*)	22	38			56	6	29	1		
	366	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
Discontinued operations										
Joint venture e imprese collegate										
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 - Suporte 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(*)	14	27		10	54		1	21	1	
	277	155	68	10	181	5	1	306	1	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Altre(*)	1	1			2					
	1	1			2					
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Snam	25	46						36		
Altre(*)		5			3					
	25	51			3			36		
Fondi pensione e fondazioni						1				
	303	207	68	10	186	6	1	342	1	
Totale	1.136	1.870	6.369	1.498	5.504	137	958	727	70	96

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

Esercizio 2016

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2016			2016						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate										
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					
Petrobrel Belayim Petroleum Co	225	532			1.940				2	
Unión Fenosa Gas SA			57				93		1	
Altre ^(*)	114	25	1	32	113		86	44	13	47
	458	1.152	8.152	610	3.789	18	195	82	40	47
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Eni BTC Ltd			192							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	69	1	3					2		
Altre ^(*)	9	16	51	4	4		6	2	2	
	78	17	246	4	4		6	4	2	
	536	1.169	8.398	614	3.793	18	201	86	42	47
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	151	254		28	780		88	95	18	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 ^(*)	43	24			37		62	6		
	383	898	1	419	2.893	44	654	239	20	200
Fondi pensione e fondazioni		2			4	28				
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	176	331		5	413	5		58	12	
Totale	1.095	2.400	8.399	1.038	7.103	95	855	383	74	247

(*) 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;

- 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
Continuing operations					
Joint venture e imprese collegate					
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 ^(*)	48	13	19	28	4
	1.009	103	171	41	44
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	68	73	2		1
	68	73	2		1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)		5			1
		5			1
Totale	1.077	181	173	41	46

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

Esercizio 2015

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015			2015	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Continuing operations					
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	1.112				65
Matrica SpA	209			10	11
Shatskmorneftegaz Sàrl	63			21	
Société Centrale Electrique du Congo SA	94				
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre ^(*)	52	7	12	19	5
	1.530	97	12	50	81
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	51	111			1
	51	111			1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)	27				1
	27				1
	1.608	208	12	50	83
Discontinued operations					
Joint venture e imprese collegate					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Altre ^(*)	5				
	5		150		
Totale	1.613	208	162	50	83

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

Esercizio 2016

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2016			2016		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Strumenti Finanziari Derivati
Joint venture e imprese collegate						
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 ^(*)	52		2	17	4	
	1.378	85	84	141	156	27
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd		54				
Altre ^(*)	46	52		1	1	
	46	106		1	1	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre ^(*)				3		
				3		
Totale	1.424	191	84	145	157	27

(*) 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 CDP 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			

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 (%)
Continuing operations									
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	(7.057)	(41)	0,58	(10.104)	(50)	0,49	(6.232)	(145)	2,33
Strumenti Finanziari Derivati	165			160			(482)	27	..
Discontinued operations									
Totale ricavi	11.644	1.107	9,51	10.277	344	3,35			
Costi operativi	12.731	240	1,89	12.199	202	1,66			

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)	(189)

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	(8.575)	(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

48 Altre informazioni sulle partecipazioni²²

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
Joint venture					
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
PetroJunín 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
Joint operation					
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
Collegate					
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.

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

	CARDÓN IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	PetroJunín 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
Totale attività	4.076	265	820	1.851	1.412
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
Totale passività	3.654	42	386	991	872
Net equity	422	223	434	860	540
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)
Risultato operativo	87	31	(16)	(106)	(28)
Proventi (oneri) finanziari	(84)		107	(53)	(5)
Proventi (oneri) su partecipazioni				29	(7)
Risultato ante imposte	3	31	91	(130)	(40)
Imposte sul reddito	(11)	(9)	(18)	31	1
Risultato netto	(8)	22	73	(99)	(39)
Altre componenti dell'utile complessivo	44		30	25	26
Totale utile complessivo	36	22	103	(74)	(13)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(4)	11	29	(74)	(14)
Dividendi percepiti dalla joint venture		8		13	8

(€ milioni)

2016

	Saipem SpA	CARDÓN IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	PetroJunín SA	Unión Fenosa Gas SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	7.783	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
Totale attività	14.283	4.079	319	1.039	1.688	1.095
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
Totale passività	9.398	3.685	13	512	882	808
Net equity	4.885	394	306	527	806	287
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
Ricavi e altri proventi operativi	10.009	738	152	105	905	275
Costi operativi	(9.100)	(233)	(98)	(60)	(921)	(280)
Altri proventi (oneri) operativi						(5)
Ammortamenti e svalutazioni	(2.408)	(87)	(22)	(40)	(131)	(169)
Risultato operativo	(1.499)	418	32	5	(147)	(179)
Proventi (oneri) finanziari	(154)	(206)		94	31	(19)
Proventi (oneri) su partecipazioni	18				13	
Risultato ante imposte	(1.635)	212	32	99	(103)	(198)
Imposte sul reddito	(445)	(252)	(12)	(24)	23	(20)
Risultato netto	(2.080)	(40)	20	75	(80)	(218)
Altre componenti dell'utile complessivo	48	12		18	29	(2)
Totale utile complessivo	(2.032)	(28)	20	93	(51)	(220)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(144)	(20)	10	30	(82)	(125)
Dividendi percepiti dalla joint venture			10			35

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	PetroSucre 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
Totale attività	8.203	1.568	455	632
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
Totale passività	713	1.094	115	295
Net equity	7.490	474	340	337
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	26,00%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.019	123	113	150
Ricavi e altri proventi operativi		466	142	487
Costi operativi	(255)	(452)	(59)	(415)
Ammortamenti e svalutazioni	(3.180)	(197)	(28)	(36)
Risultato operativo	(3.435)	(183)	55	36
Proventi (oneri) finanziari	(10)	(11)	18	(4)
Proventi (oneri) su partecipazioni				1
Risultato ante imposte	(3.445)	(194)	73	33
Imposte sul reddito		(60)	(12)	(7)
Risultato netto	(3.445)	(254)	61	26
Altre componenti dell'utile complessivo	992	71	35	9
Totale utile complessivo	(2.453)	(183)	96	35
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(469)	(66)	20	3
Dividendi percepiti dalla collegata			21	1

	2016			
	Angola LNG Ltd	PetroSucre 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
Totale attività	8.883	1.119	393	788
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
Totale passività	2.147	1.119	42	383
Net equity	6.736		351	405
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	26,00%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	916		117	167
Ricavi e altri proventi operativi	84	315	102	924
Costi operativi	(281)	(224)	(61)	(827)
Altri proventi (oneri) operativi				(2)
Ammortamenti e svalutazioni	(188)	(568)	(13)	(57)
Risultato operativo	(385)	(477)	28	38
Proventi (oneri) finanziari	(70)	228	11	(4)
Risultato ante imposte	(455)	(249)	39	34
Imposte sul reddito		(103)	5	(5)
Risultato netto	(455)	(352)	44	29
Altre componenti dell'utile complessivo	200	(8)	11	1
Totale utile complessivo	(255)	(360)	55	30
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(62)	(92)	14	4
Dividendi percepiti dalla collegata		30	14	9

49 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2014, 2015 e 2016 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

50 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.

51 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

■ 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
2015										
Società consolidate										
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
Costi capitalizzati lordi	16.767	18.950	31.386		43.934	12.377	13.352	17.833	2.378	156.977
Fondi ammortamento e svalutazione	(12.184)	(11.431)	(20.268)		(25.235)	(1.422)	(9.691)	(13.344)	(1.122)	(94.697)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.583	7.519	11.118		18.699	10.955	3.661	4.489	1.256	62.280
Società in joint venture e collegate										
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
Costi capitalizzati lordi		30	102		1.531		740	2.128		4.531
Fondi ammortamento e svalutazione		(23)	(77)		(441)		(628)	(338)		(1.507)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		7	25		1.090		112	1.790		3.024
2016										
Società consolidate										
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
Costi capitalizzati lordi	17.050	19.263	35.230	17.348	47.492	13.467	15.120	18.424	2.444	168.490
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.022)	(12.113)	(22.396)	(11.022)	(27.264)	(1.608)	(11.000)	(14.301)	(1.227)	(102.931)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.028	7.150	12.834	6.326	20.228	11.859	4.120	4.123	1.217	65.559
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		2	82		14		657	2.037		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	253		1.887
Costi capitalizzati lordi		26	95		1.610		777	2.297		4.805
Fondi ammortamento e svalutazione		(20)	(72)		(482)		(682)	(602)		(1.858)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		6	23		1.128		95	1.695		2.947

(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

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
2014										
Società consolidate										
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 ^(a)	1.382	2.395	955		3.479	572	1.118	1.169	122	11.192
Totale costi sostenuti società consolidate	1.411	2.583	1.182		4.114	572	1.278	1.308	142	12.590
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		2					33	1		36
Costi di sviluppo ^(b)			1		22		38	375		436
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1		22		71	376		472
2015										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	28	176	289		196		71	54	6	820
Costi di sviluppo ^(a)	207	1.006	1.574		2.957	819	1.332	745	18	8.658
Totale costi sostenuti società consolidate	235	1.182	1.863		3.153	819	1.403	799	24	9.478
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					14	1		16
Costi di sviluppo ^(b)		1	1		112		35	554		703
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1		112		49	555		719
2016										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			2	2						2
Costi di ricerca	27	51	364	306	70		80	26	3	621
Costi di sviluppo ^(a)	387	437	2.446	1.752	2.019	651	1.232	(5)	1	7.168
Totale costi sostenuti società consolidate	414	488	2.812	2.060	2.089	651	1.312	21	4	7.791
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					13			14
Costi di sviluppo ^(b)			1		28		12	95		136
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	1		28		25	95		150

[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.

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
2014									
Società consolidate									
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	11.558
Totale ricavi	3.028	3.317	9.425	6.085	1.322	1.363	1.820	366	26.726
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 ^(a)	(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)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.273	1.207	6.265	1.478	773	(81)	(81)	(47)	10.787
Imposte sul risultato	(503)	(785)	(3.992)	(1.155)	(291)	(102)	29	43	(6.756)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	770	422	2.273	323	482	(183)	(52)	(4)	4.031
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			87	232		338
Totale ricavi			19			87	232		338
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)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	2	(32)		2	9		(22)
Imposte sul risultato			(2)			(23)	(18)		(43)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)		(32)		(21)	(9)		(65)

(a) Include svalutazioni di attività per €851 milioni.

Informazioni supplementari
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Ricavi:									
- 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
Totale ricavi	2.124	2.329	7.084	4.428	890	1.482	1.249	255	19.841
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 ^(a)	(750)	(2.022)	(2.938)	(3.835)	(109)	(1.491)	(1.775)	(111)	(13.031)
Altri (oneri) proventi	(215)	(142)	(564)	(290)	(156)	(282)	(9)	(23)	(1.681)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	537	(682)	2.230	(1.417)	386	(766)	(1.023)	(2)	(737)
Imposte sul risultato	(182)	589	(2.148)	272	(142)	90	406	(25)	(1.140)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	355	(93)	82	(1.145)	244	(676)	(617)	(27)	(1.877)
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			68	248		335
Totale ricavi			19			68	248		335
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)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(4)	3	(467)		(44)	(9)		(521)
Imposte sul risultato			(3)			8	(29)		(24)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(4)		(467)		(36)	(38)		(545)

(a) Include svalutazioni di attività per €5.051 milioni.

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
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
Totale ricavi	1.217	2.105	5.253	1.480	3.663	858	1.141	935	169	15.341
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 ^(a)	(923)	(943)	(1.366)	(691)	(1.093)	(129)	(952)	(480)	(67)	(5.953)
Altri (oneri) proventi	(342)	(232)	(466)	(265)	(917)	(57)	(130)	(120)	(8)	(2.272)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(490)	291	2.351	126	261	403	(212)	(18)	37	2.623
Imposte sul risultato	159	(1)	(1.707)	(89)	97	(139)	32	(9)	(9)	(1.577)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(331)	290	644	37	358	264	(180)	(27)	28	1.046
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15				36	493		544
Totale ricavi			15				36	493		544
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)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		(52)		(35)	53		(36)
Imposte sul risultato			(2)				(6)	(162)		(170)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)	(1)		(52)		(41)	(109)		(206)

(a) Include svalutazioni (riprese di valore) nette per -€700 milioni.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & 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 valutazione²³ 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 indipendenti²⁴. 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 & Associates²⁴ 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 2016²⁵.

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-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 assolti 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 0,6%, 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.

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
2014									
Società consolidate									
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
Società in joint venture e collegate									
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
Sviluppate	184	174	534	477	306	64	142	12	1.893
consolidate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
joint venture e collegate			13	7			26		46
Non sviluppate	59	157	256	279	391	68	122	1	1.333
consolidate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
joint venture e collegate			1	10		1	91		103

Informazioni supplementari
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
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
Acquisizioni									
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)
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	821	787	771	262	189	9	3.372
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
di cui: sviluppate			13	7			26		46
non sviluppate			1	10		1	91		103
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			45		44
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(1)	(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2015			13	16			158		187
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	834	803	771	262	347	9	3.559
Sviluppate	171	237	555	517	355	126	178	9	2.148
consolidate	171	237	542	511	355	126	149	9	2.100
joint venture e collegate			13	6			29		48
Non sviluppate	57	68	279	286	416	136	169		1.411
consolidate	57	68	279	276	416	136	40		1.272
joint venture e collegate				10			129		139

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
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
Società in joint venture e collegate										
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
Sviluppate	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
Non sviluppate	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

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
<i>di cui: sviluppate</i>	<i>35.835</i>	<i>25.587</i>	<i>68.864</i>	<i>36.666</i>	<i>42.144</i>	<i>8.101</i>	<i>8.769</i>	<i>15.894</i>	<i>241.860</i>
<i>non sviluppate</i>	<i>7.494</i>	<i>9.754</i>	<i>79.298</i>	<i>30.536</i>	<i>13.258</i>	<i>12.988</i>	<i>5.628</i>	<i>8.107</i>	<i>167.063</i>
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]	[12765]	[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
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
<i>di cui: sviluppate</i>			<i>418</i>			<i>382</i>	<i>151</i>		<i>951</i>
<i>non sviluppate</i>			<i>3</i>	<i>9.350</i>		<i>421</i>	<i>94.804</i>		<i>104.578</i>
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									
Riserve 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
Sviluppate	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
Non sviluppate	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

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
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)
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	135.881	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
Società in joint venture e collegate									
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									
Riserve al 31 dicembre 2015			363	10.967		359	101.399		113.088
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	136.244	87.823	66.649	25.223	113.818	21.793	518.049
Sviluppate	29.757	26.034	73.031	41.743	51.832	5.485	47.240	16.562	291.684
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
Non sviluppate	7.148	3.560	63.213	46.080	14.817	19.738	66.578	5.231	226.365
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

Informazioni supplementari
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
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
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(4.374)	495	14.040	710	6.324	6.334	5.657	228	352	29.056
Miglioramenti di recupero assistito										
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)
Cessioni										
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
Società in joint venture e collegate										
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
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			102		(244)		(15)	(126)		(283)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(51)		(302)		(195)	(2.640)		(3.188)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	262.602	156.316	88.790	70.349	28.544	108.626	20.964	632.412
Sviluppate	23.925	22.674	72.098	22.630	49.696	63.391	8.060	60.025	15.822	315.691
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
Non sviluppate	3.723	2.215	190.504	133.686	39.094	6.958	20.484	48.601	5.142	316.721
consolidate	3.723	2.215	190.504	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
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.

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	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2014									
Società consolidate									
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)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	13.879	16.992	66.793	38.478	41.286	4.906	6.383	3.401	192.118
Imposte sul reddito future	(3.583)	(10.595)	(35.484)	(20.514)	(10.400)	(1.462)	(2.401)	(989)	(85.428)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	10.296	6.397	31.309	17.964	30.886	3.444	3.982	2.412	106.690
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)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	6.232	4.933	17.404	10.800	11.187	1.544	2.629	1.306	56.035
Società in joint venture e collegate									
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)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			302	3.065		116	11.115		14.598
Imposte sul reddito future			(23)	(426)		(45)	(4.608)		(5.102)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			279	2.639		71	6.507		9.496
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(158)	(1.442)		(11)	(4.327)		(5.938)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			121	1.197		60	2.180		3.558
Totale	6.232	4.933	17.525	11.997	11.187	1.604	4.809	1.306	59.593
31 dicembre 2015									
Società consolidate									
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)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.466	8.759	35.452	20.110	21.635	3.478	3.366	2.497	102.763
Imposte sul reddito future	(1.657)	(4.349)	(17.195)	(8.222)	(4.682)	(1.230)	(933)	(604)	(38.872)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	5.809	4.410	18.257	11.888	16.953	2.248	2.433	1.893	63.891
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.077)	(817)	(7.844)	(4.976)	(10.561)	(1.276)	(970)	(901)	(29.422)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.732	3.593	10.413	6.912	6.392	972	1.463	992	34.469
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			313	3.047		85	18.519		21.964
Costi futuri di produzione			(177)	(1.021)		(32)	(5.370)		(6.600)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(5)	(95)		(22)	(2.118)		(2.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			131	1.931		31	11.031		13.124
Imposte sul reddito future			(8)	(251)		(10)	(4.088)		(4.357)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			123	1.680		21	6.943		8.767
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(70)	(1.016)		(2)	(4.358)		(5.446)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			53	664		19	2.585		3.321
Totale	3.732	3.593	10.466	7.576	6.392	991	4.048	992	37.790

Informazioni supplementari
sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2016										
Società consolidate										
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)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	1.850	4.083	36.078	18.616	14.966	14.388	3.718	1.541	1.887	78.511
Imposte sul reddito future	(237)	(1.308)	(15.194)	(5.941)	(4.525)	(2.596)	(953)	(298)	(341)	(25.452)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	1.613	2.775	20.884	12.675	10.441	11.792	2.765	1.243	1.546	53.059
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(241)	(365)	(12.115)	(8.055)	(4.594)	(6.536)	(1.266)	(501)	(724)	(26.342)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	1.372	2.410	8.769	4.620	5.847	5.256	1.499	742	822	26.717
Società in joint venture e collegate										
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)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			115		1.391		13	10.630		12.149
Imposte sul reddito future			(21)		(115)		(4)	(3.667)		(3.807)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			94		1.276		9	6.963		8.342
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(46)		(734)			(4.441)		(5.221)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			48		542		9	2.522		3.121
Totale	1.372	2.410	8.817	4.620	6.389	5.256	1.508	3.264	822	29.838

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
Valore al 31 dicembre 2013	56.177	2.327	58.504
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.795)	(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	7.049	704	7.753
- acquisizioni di riserve	67		67
- cessioni di riserve	(271)		(271)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.347	358	3.705
Saldo aumenti (diminuzioni)	(142)	1.231	1.089
Valore al 31 dicembre 2014	56.035	3.558	59.593
Aumenti (diminuzioni):			
- 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
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.566)	(237)	(21.803)
Valore al 31 dicembre 2015	34.469	3.321	37.790
Aumenti (diminuzioni):			
- 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	7.578	151	7.729
- 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	831
Saldo aumenti (diminuzioni)	(7.752)	(200)	(7.952)
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121	29.838

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

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Relazione sul bilancio consolidato

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio consolidato del Gruppo Eni, costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2016, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note esplicative.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Responsabilità della società di revisione

E' nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio consolidato sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio consolidato. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio consolidato dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio consolidato dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio consolidato nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 2.950.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Eni al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Richiamo d'informativa

Richiamiamo l'attenzione sulla Nota 5 "Modifica dei criteri contabili" del bilancio consolidato al 31 dicembre 2016, che descrive l'adozione, su base volontaria, del "Successful Efforts Method" quale criterio di rilevazione e valutazione dei costi delle attività di esplorazione degli idrocarburi. Il nuovo criterio è stato applicato retroattivamente a tutti i dati presentati ai fini comparativi.

Il nostro giudizio non contiene rilievi con riferimento a tale aspetto.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio consolidato

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, la cui responsabilità compete agli amministratori della Eni S.p.A., con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2016.

Roma, 22 marzo 2017

EY S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)

Bilancio di esercizio 2016

230	Schemi di bilancio
236	Note al bilancio di esercizio
300	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti
301	Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998
305	Attestazione del management
306	Relazione della Società di revisione
308	Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti

Stato patrimoniale

		01.01.2015 Riesposto ^(a)		31.12.2015 Riesposto ^(a)		31.12.2016	
(€)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	4.280.705.058	234.952.009	4.132.040.446	158.674.664	4.582.814.901	41.250.113
Altre attività finanziarie destinate al trading	(9)	5.023.971.368		5.028.214.060		6.062.003.322	
Crediti commerciali e altri crediti:	(10)	20.831.611.572	12.215.292.382	14.561.548.374	8.945.965.093	15.658.346.871	11.254.082.382
- crediti finanziari		6.785.320.381		5.991.305.920		7.762.576.306	
- crediti commerciali e altri crediti		14.046.291.191		8.570.242.454		7.895.770.565	
Rimanenze	(11)	1.699.382.431		1.451.677.516		1.277.716.959	
Attività per imposte sul reddito correnti	(12)	172.395.932		106.907.811		92.581.620	
Attività per altre imposte correnti	(13)	404.648.444		243.947.121		345.870.167	
Altre attività correnti	(14)	2.417.286.853	1.225.745.610	1.047.000.341	564.500.693	1.010.630.623	644.226.025
		34.830.001.658		26.571.335.669		29.029.964.463	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(15)	8.532.766.633		8.436.883.737		8.045.543.832	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(16)	1.529.686.249		899.064.137		1.172.570.632	
Attività immateriali	(17)	1.208.105.101		1.203.639.843		1.205.014.790	
Partecipazioni	(19)	32.196.314.433		32.915.012.826		40.009.194.283	
Altre attività finanziarie	(20)	3.979.607.879	3.924.296.968	6.968.531.489	6.917.892.212	1.427.755.931	1.405.873.735
Attività per imposte anticipate	(21)	1.703.852.170		1.260.702.961		1.185.193.459	
Altre attività non correnti	(22)	1.672.966.504	114.752.143	786.077.324	260.988.280	699.552.732	374.019.621
		50.823.298.969		52.469.912.317		53.744.825.659	
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(34)	14.477.711		236.270.038		3.635.721	
TOTALE ATTIVITÀ		85.667.778.338		79.277.518.024		82.778.425.843	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(23)	3.616.384.242	3.448.228.580	3.687.275.908	3.573.130.673	4.159.479.169	4.006.268.773
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(24)	3.487.775.696	780.255	2.514.113.399	665.951	3.013.889.929	645.770
Debiti commerciali e altri debiti	(25)	9.519.663.479	6.019.636.689	6.369.259.247	3.505.273.080	6.209.179.673	3.050.851.168
Passività per imposte sul reddito correnti	(26)	64.294.235		56.663.562		3.851.266	
Passività per altre imposte correnti	(27)	1.247.644.099		1.072.676.064		887.109.601	
Altre passività correnti	(28)	2.647.558.951	1.120.572.917	1.838.221.421	1.322.809.488	1.204.612.480	632.108.110
		20.583.320.702		15.538.209.601		15.478.122.118	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(29)	17.400.018.122	297.226.370	17.958.988.361	547.426.151	19.553.554.728	695.766.552
Fondi per rischi e oneri	(30)	4.621.922.461		3.970.739.024		4.053.811.288	
Fondi per benefici ai dipendenti	(31)	382.162.818		366.018.829		391.417.852	
Altre passività non correnti	(32)	1.698.298.192	412.881.098	1.881.103.894	729.953.066	1.366.197.912	263.952.970
		24.102.401.593		24.176.850.108		25.364.981.780	
Passività direttamente attribuibili a discontinued operations	(34)			687.056			
TOTALE PASSIVITÀ		44.685.722.295		39.715.746.765		40.843.103.898	
PATRIMONIO NETTO							
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		34.108.267.950		34.436.001.970		34.471.271.330	
Acconto sul dividendo		[2.019.687.674]		[1.440.456.053]		[1.440.456.053]	
Azioni proprie		[581.047.644]		[581.047.644]		[581.047.644]	
Utile netto dell'esercizio		4.510.062.412		2.182.811.987		4.521.093.313	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		40.982.056.043		39.561.771.259		41.935.321.945	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		85.667.778.338		79.277.518.024		82.778.425.843	

(a) Il dato è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione di Versalis SpA come non-current asset held for sale e discontinued operation.

Conto economico

(€)	Note	2015 Riesposto ^(a)		2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[37]				
Ricavi della gestione caratteristica		33.653.116.845	10.531.550.485	27.717.529.085	9.897.099.006
Altri ricavi e proventi		337.363.910	122.580.112	547.240.248	310.307.957
Totale ricavi		33.990.480.755		28.264.769.333	
COSTI OPERATIVI	[38]				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(33.268.582.817)	(15.022.522.306)	(27.245.943.596)	(12.388.627.823)
Costo lavoro		(1.148.277.682)		(1.179.079.612)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		(622.496.719)	(1.218.261.420)	(50.349.163)	369.011.841
AMMORTAMENTI		(893.967.049)		(815.079.778)	
SVALUTAZIONI E RIPRESE DI VALORE NETTE		(132.179.525)		(442.645.642)	
RADIAZIONI		(62.816.384)		(209.196.618)	
UTILE OPERATIVO		(2.137.839.421)		(1.677.525.076)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[39]				
Proventi finanziari		2.641.977.200	273.855.655	2.149.423.813	194.138.386
Oneri finanziari		(2.981.911.052)	(12.163.465)	(2.539.618.343)	(24.068.426)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading		2.673.080		(21.404.309)	
Strumenti finanziari derivati		(94.207.472)	(218.316.110)	(34.753.871)	471.993.196
		(431.468.244)		(446.352.710)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[40]	5.141.434.208		6.057.741.755	
UTILE ANTE IMPOSTE - continuing operations		2.572.126.543		3.933.863.969	
Imposte sul reddito	[41]	(438.595.215)		232.110.583	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - CONTINUING OPERATIONS		2.133.531.328		4.165.974.552	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - DISCONTINUED OPERATIONS	[34]	49.280.659		355.118.761	410.037.436
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		2.182.811.987		4.521.093.313	

(a) Il dato 2015 è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione di Versalis SpA come non-current asset held for sale e discontinued operation.

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2015 Riesposto ^(a)	2016
Utile netto dell'esercizio		2.183	4.521
Altre componenti dell'utile complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(35)	18	(5)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(35)	(8)	2
		10	(3)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(35)	(279)	1.044
Differenze cambio da conversione	(35)	51	19
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(35)	70	(271)
		(158)	792
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(148)	789
Totale utile complessivo dell'esercizio		2.035	5.310

(a) Il dato 2015 è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione di Versalis SpA come non-current asset held for sale e discontinued operation.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2014	4.005	9.990	959	(581)	6.201	(347)	1.107	16.468	11	(2.020)	4.510	40.303
Effetto applicazione SEM al 1° gennaio 2015								126	553			679
Saldo al 1° gennaio 2015	4.005	9.990	959	(581)	6.201	(347)	1.107	16.594	564	(2.020)	4.510	40.982
Utile netto dell'esercizio											2.183	2.183
Altre componenti dell'utile complessivo:												
Componenti non riclassificabili a conto economico												
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							10					10
							10					10
Componenti riclassificabili a conto economico												
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(209)						(209)
Differenze cambio da conversione Joint Operation									51			51
						(209)			51			(158)
Operazioni con gli azionisti:												
Acconto sul dividendo 2015 (€0,4 per azione)										(1.440)		(1.440)
Attribuzione del dividendo residuo 2014 (€0,56 per azione)										2.020	(4.037)	(2.017)
Attribuzione utile 2014 a riserve							33	390	(5)		(418)	
							33	390	(5)	580	(4.455)	(3.457)
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Riclassifica riserva azioni proprie		378			(5.620)			5.242				
Riduzione riserva art.6 comma 1 lettera a) D.Lgs 38/2005							(1.027)	1.027				
Operazioni straordinarie under common control								55			(55)	
Altre variazioni								2				2
		378			(5.620)		(1.027)	6.326			(55)	2
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.310	610	(1.440)	2.183	39.562

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.310	610	(1.440)	2.183	39.562
Effetti fusioni 1° gennaio 2016								(58)				(58)
Saldo al 1° gennaio 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.252	610	(1.440)	2.183	39.504
Utile netto dell'esercizio											4.521	4.521
Altre componenti dell'utile complessivo:												
Componenti non riclassificabili a conto economico												
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							(3)					(3)
							(3)					(3)
Componenti riclassificabili a conto economico												
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						773						773
Differenze cambio da conversione Joint Operation									19			19
						773			19			792
Operazioni con gli azionisti:												
Acconto sul dividendo 2016 (€0,4 per azione)									(1.441)			(1.441)
Attribuzione del dividendo residuo 2015 (€0,40 per azione)							(1.025)	(3)	1.440	(1.852)		(1.440)
Attribuzione utile 2015 a riserve							63	3		(66)		
							63	(1.025)		(1)	(1.918)	(2.881)
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Riduzione riserva art.6 comma 1 lettera a) D.Lgs 38/2005							(202)	202				
Effetto Versalis								294			(294)	
Effetto Applicazione SEM							(12)	(17)			29	
Operazioni straordinarie under common control								(11)				(11)
Altre variazioni								13				13
							(202)	486	(17)		(265)	2
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	217	(19)	22.713	612	(1.441)	4.521	41.935

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2015 Riesposto ^(a)	2016
Utile netto dell'esercizio - Continuing operations	2.134	4.166
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
- Ammortamenti	894	815
- Svalutazioni e riprese di valore nette	132	443
- Radiazioni	63	209
- Svalutazioni (riprese di valore) partecipazioni	5.374	374
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(157)	29
Dividendi	(10.366)	(6.486)
Interessi attivi	(241)	(161)
Interessi passivi	675	588
Imposte sul reddito	438	(232)
Altre variazioni	129	159
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	872	(66)
- crediti commerciali	4.616	1.353
- debiti commerciali	(3.133)	93
- fondi per rischi e oneri	(338)	(30)
- altre attività e passività	1.651	(585)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	3.668	765
Variazione fondo benefici per i dipendenti		16
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
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	13.316	6.623
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations		
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.316	6.623
<i>di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</i>	<i>(4.590)</i>	<i>(3.086)</i>
Investimenti:		
- attività materiali	(1.162)	(788)
- attività immateriali	(60)	(58)
- partecipazioni	(7.711)	(8.299)
- titoli strumentali all'attività operativa	(3)	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(3.582)	(1.585)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(35)	(507)
Flusso di cassa degli investimenti	(12.553)	(11.237)
Disinvestimenti:		
- attività materiali	20	5
- attività immateriali		
- partecipazioni	1.586	2.209
- attività destinate alla vendita	17	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	176	5.405
Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.799	7.619
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Continuing operations	(10.754)	(3.618)
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Discontinued operations		
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(10.754)	(3.618)
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i>	<i>(3.543)</i>	<i>(3.436)</i>
Altre attività finanziarie destinate al trading	(120)	(1.257)
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	(501)	2.135
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	79	548
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.288	(1.105)
Dividendi pagati	(3.457)	(2.881)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.711)	(2.560)
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i>	<i>913</i>	<i>(1.693)</i>
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		6
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(149)	451
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	4.281	4.132
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	4.132	4.583

(a) Il dato 2015 è presentato "riesposto" per tener conto degli effetti dell'applicazione del Successful Efforts Method (SEM) e del venir meno dei presupposti per la qualificazione di Versalis SpA come non-current asset held for sale e discontinued operation.

Note al bilancio di esercizio

1 Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05.

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

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2016 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 28 febbraio 2017. Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

2 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate, che sono valutate al costo di acquisto¹. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, 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, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. 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. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente rilevate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

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.

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla 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 altre 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 ripristino².

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

3 Schemi di bilancio³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁴. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con 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 del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

4 Modifica dei criteri contabili

A partire dal 1° gennaio 2016 Eni ha adottato, su base volontaria, il cd. Successful Efforts Method (di seguito SEM) al fine di migliorare la comparabilità dei risultati Eni con quelli dei competitor e garantire un'informazione finanziaria adeguata, affidabile e coerente con i processi decisionali di valutazione degli esiti delle attività minerarie. Per la descrizione del crite-

[1] In caso di acquisizione del controllo in fasi successive, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

[2] 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.

[3] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultimo bilancio di esercizio, fatta eccezione per: (i) gli schemi di conto economico e 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 dal management 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 nella nota n. 4 "Modifica dei criteri contabili"; (ii) l'apertura nello schema di conto economico, coerentemente all'impostazione adottata per il bilancio consolidato, della voce "Svalutazioni e riprese di valore nette", che accoglie il saldo netto delle svalutazioni/riprese di valore delle attività materiali e immateriali.

[4] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 36 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

rio di rilevazione e valutazione secondo il SEM si rinvia a quanto indicato nella sezione “Criteri di redazione” del bilancio consolidato.

Coerentemente con le disposizioni dello IAS 8 “Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori”, l'adozione del SEM è operata con effetto retroattivo e pertanto i valori patrimoniali, economici e finanziari dell'esercizio posto a confronto sono stati rideterminati. Inoltre, per effetto del venir meno dei presupposti per la qualificazione di

Versalis come non-current asset held for sale e discontinued operation, i dati comparativi relativi all'esercizio 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.

Le modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2016 non hanno prodotto effetti significativi.

(€ milioni)	1° gennaio 2015		
	Ante applicazione SEM	Effetti Applicazione SEM	Post applicazione SEM
Valori di bilancio			
Attività non correnti	50.085	738	50.823
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	7.605	928	8.533
Passività correnti	20.524	59	20.583
Patrimonio netto	40.303	679	40.982

(€ milioni)	31 dicembre 2015			
	Dati pubblicati	Effetti Applicazione SEM	Effetti Versalis	Dati riesposti
Valori di bilancio				
Attività non correnti	51.676	751	44	52.471
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	7.503	934		8.437
- di cui: Partecipazioni	32.871		44	32.915
Passività correnti	15.485	53		15.538
Passività direttamente attribuibili a discontinued operations	251		(250)	1
Patrimonio netto	38.570	698	294	39.562

(€ milioni)	2015			
	Dati pubblicati	Effetti Applicazione SEM	Effetti Versalis	Dati riesposti
Valori di bilancio				
Utile Operativo	(2.060)	(78)		(2.138)
Proventi (oneri) su partecipazioni	6.682		(1.541)	5.141
Utile ante imposte - continuing operations	4.191	(78)	(1.541)	2.572
Imposte	(487)	49		(438)
Utile netto dell'esercizio - continuing operations	3.704	(29)	(1.541)	2.134
Utile netto dell'esercizio - discontinued operations	(1.786)		1.835	49
Utile netto dell'esercizio	1.918	(29)	294	2.183
Flusso di cassa netto da attività operativa	13.347	(31)		13.316
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Continuing operations	(9.638)	31	(1.147)	(10.754)
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Discontinued operations	(1.147)		1.147	

5 Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

6 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

7 Fusioni per incorporazione

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, rispettivamente in data 26 maggio 2016 e in data 28 luglio 2016, ha approvato la fusione per incorporazione delle so-

cietà interamente controllate Società Adriatica Idrocarburi SpA e ACAM Clienti SpA in Eni SpA. Gli atti di fusione sono stati stipulati, rispettivamente in data 26 settembre 2016 con efficacia a decorrere dal 1° ottobre 2016 e in data 21 novembre 2016 con efficacia a decorrere dal 1° dicembre 2016, con effetti contabili e fiscali a decorrenza retroattiva a far data dal 1° gennaio 2016.

Le operazioni di incorporazione di società controllate, non specificatamente regolate dall'IFRS 3 “Aggregazioni aziendali”, sono state rilevate sulla base del principio della continuità dei valori coerentemente alle indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 revised “Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio” (di seguito “OPI 2 revised”). Coerentemente a dette disposizioni, in considerazione della retrodatazione degli effetti contabili delle fusioni al 1° gennaio 2016, nel paragrafo “Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA” della relazione sulla gestione è stata indicata la riesposizione dei dati 2015 come se la fusione fosse avvenuta a partire dall'inizio dell'esercizio posto a confronto.

(€ milioni)	Società Adriatica Idrocarburi SpA	ACAM Clienti SpA	Totale
Patrimonio netto Italian gaap al 1° gennaio 2016	223	9	232
Adeguamento per applicazione IFRS	(54)	24	(30)
Patrimonio netto IFRS al 1° gennaio 2016	169	33	202
Valore partecipazione	239	21	260
Avanzo (Disavanzo) al 1° gennaio 2016	(70)	12	(58)

Attività correnti

8 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €4.583 milioni (€4.132 milioni al 31 dicembre 2015) con un incremento di €451 milioni.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€3.580 milioni) è di 5 giorni e il tasso di interesse effettivo è -0,2047%; la scadenza media dei depositi in dollari (€486 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,667%; la scadenza media dei depositi in sterline (€29 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,19%.

9 Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.062 milioni (€5.028 milioni al 31 dicembre 2015) sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa e comprendono per €665 milioni operazioni di prestito titoli. 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 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 si analizza come segue⁵:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	925	913
Altri titoli	4.103	5.149
	5.028	6.062

(€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
Italia	534	543	Baa2	BBB-
Spagna	153	160	Baa2	BBB+
Polonia	41	41	A2	BBB+
Germania	23	24	Aaa	AAA
Slovenia	11	11	Baa3	A
Slovacchia	5	5	A2	A+
	767	784		
Tasso variabile				
Italia	100	100	Baa2	BBB-
Spagna	30	29	Baa2	BBB+
	130	129		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	897	913		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
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	1.968	2.018	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	4.232	4.362		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	231	231	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	553	556	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	784	787		
Totale Altri titoli	5.016	5.149		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	5.913	6.062		

(5) Maggiori informazioni sui rischi connessi alla liquidità strategica sono riportate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa.

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per valuta come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Euro	3.906	4.219
Dollaro USA	272	695
Lira sterlina	271	632
Franco Svizzero	524	413
Dollaro canadese	36	52
Dollaro australiano	19	51
	5.028	6.062

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

10 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti commerciali	8.131	6.813
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	666	1.735
- non strumentali all'attività operativa	5.325	6.028
	5.991	7.763
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	31	385
- altri	408	697
	439	1.082
	14.561	15.658

I crediti commerciali di €6.813 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti commerciali riguardano crediti verso clienti (€4.302 milioni), crediti verso imprese controllate (€2.490 milioni) e crediti verso imprese collegate, joint venture e altre imprese del gruppo (€21 milioni). Il decremento dei crediti commerciali di €1.318 milioni è riferito essenzialmente alla Gas & Power in conseguenza alla riduzione delle quotazioni del mercato del gas.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.256 milioni (€1.424 milioni al 31 dicembre 2015), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2016
Crediti commerciali	1.422	366	[534]	1.254
Altri crediti diversi e finanziari	2			2
	1.424	366	[534]	1.256

L'accantonamento del fondo svalutazione crediti commerciali è riferito essenzialmente a Gas & Power (€364 milioni) ed è relativo, in particolare, alla clientela retail nei confronti della quale perdurano difficoltà di riscossione dei crediti scaduti in esercizi precedenti.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali è riferito essenzialmente a Gas & Power (€519 milioni) ed è relativo in particolare alla rilevazione di perdite su crediti del business retail.

Al 31 dicembre 2016 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2017 per €944 milioni (€551 milioni nel 2015 con scadenza 2016). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi a Gas & Power (€732 milioni) e Refining & Marketing (€212 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	6.166	439	6.605	5.338	1.079	6.417
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	891		891	596		596
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	710		710	619		619
- da 3 a 6 mesi	86		86	36		36
- da 6 a 12 mesi	160		160	58		58
- oltre 12 mesi	118		118	166	3	169
	1.074		1.074	879	3	882
	8.131	439	8.570	6.813	1.082	7.895

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, enti di Stato italiano ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale oltreché verso clienti retail di Gas & Power limitatamente a quelli scaduti da non oltre 90 giorni. I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €503 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁶ di €1.735 milioni, relativi in particolare a crediti verso Eni Finance International SA (€1.558 milioni), sono aumentati di €1.069 milioni. Tali crediti riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €6.028 milioni riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€4.898 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€288 milioni) e Eni Trading & Shipping SpA (€176 milioni); l'aumento dei crediti finanziari non strumentali di €703 milioni riguarda essenzialmente finanziamenti concessi a Eni Finance International SA. I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €3.831 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	176	138
Anticipi al personale	47	45
Acconti per servizi e forniture	19	16
Altri crediti	197	883
	439	1.082

Gli altri crediti di €883 milioni includono: (i) i crediti verso Eni Gas & Power NV per rimborsi di capitale (€381 milioni) e dividendi non ancora incassati (€28 milioni); (ii) il credito verso Eni Insurance DAC (€217 milioni) per l'indennizzo relativo all'incidente occorso a dicembre sull'impianto Est presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€77 milioni) e i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€24 milioni).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Rapporti con parti correlate.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e degli 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.

[6] I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n.20 – Altre attività finanziarie. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

11 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015				31.12.2016			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	30		189	219	59		188	247
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	69			69	69			69
Lavori in corso su ordinazione		5		5		2		2
Prodotti finiti e merci	1.131			1.131	905			905
Certificati bianchi			28	28			54	54
	1.230	5	217	1.452	1.033	2	242	1.277

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €13 milioni (€94 milioni al 31 dicembre 2015):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Utilizzi	Valore al 31.12.2016
Materie prime, sussidiarie e di consumo	23	(10)	13
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	3	(3)	
Prodotti finiti e merci	68	(68)	
	94	(81)	13

La riduzione del fondo svalutazione di €81 milioni deriva dal progressivo allineamento del costo medio ponderato al valore di realizzo al 31 dicembre 2016.

Al 31 dicembre 2016 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, da materiali diversi (€188 milioni) e da greggio (€59 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€69 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€468 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€432 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€5 milioni).

I certificati bianchi di €54 milioni sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Le rimanenze di magazzino a garanzia dell'esposizione potenziale nei confronti di Snam Rete Gas SpA in quanto bilanciante ammontano a €82 milioni.

12 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
IRES	41	40
IRAP	28	30
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	18	3
Altre	20	19
	107	92

La riduzione di €15 milioni deriva principalmente dalla diminuzione dei crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009 per effetto dei rimborsi ottenuti nell'esercizio dall'Amministrazione finanziaria; tali crediti sono relativi alla possibilità, avuta nel 2009, di dedurre dal reddito, ai sensi dell'art. 99, comma 1, del TUIR, un importo pari al 10% dell'IRAP dovuta.

13 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- IVA	89	167
- Imposte di consumo	78	127
- Accise	16	10
- Altre imposte indirette	61	42
	244	346

Le attività per altre imposte correnti di €346 milioni sono aumentate di €102 milioni a seguito della circostanza che nel corso del 2016 sono stati versati maggiori acconti per imposte di consumo e per IVA.

14 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	746	660
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	27	168
Altre attività	274	183
	1.047	1.011

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €183 milioni comprendono essenzialmente l'ammontare di €90 milioni relativo al gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita. Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime di prelievo contrattuali consentendo pertanto di attivare il recupero di parte dei volumi prepagati.

Attività non correnti

15 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Radiazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2015											
Terreni	168								168	168	
Fabbricati	549			(31)	(3)		(3)	30	542	1.894	1.352
Impianti e macchinari	5.397			(725)	(31)		(8)	314	4.947	22.115	17.168
Attrezzature industriali e commerciali	179		5	(22)	(1)			7	168	551	383
Altri beni	94		7	(26)				29	104	674	570
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.146		1.150		(97)	(63)		(628)	2.508	2.734	226
	8.533		1.162	(804)	(132)	(63)	(11)	(248)	8.437	28.136	19.699
31.12.2016											
Terreni	168	2							170	170	
Fabbricati	542	3		(31)	(2)			(11)	501	1.892	1.391
Impianti e macchinari	4.947	111		(654)	(266)	(196)		415	4.357	23.187	18.830
Attrezzature industriali e commerciali	168		5	(19)	(1)			5	158	569	411
Altri beni	104	(2)	5	(25)				(23)	59	645	586
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.508	98	778		(174)	(13)		(396)	2.801	3.158	357
	8.437	212	788	(729)	(443)	(209)		(10)	8.046	29.621	21.575

I terreni (€170 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti (€149 milioni).

I fabbricati (€501 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione (€430 milioni) e i fabbricati del centro elaborazioni Green Data Center della Corporate (€46 milioni).

Gli impianti e macchinari (€4.357 milioni) riguardano essenzialmente: (i) gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.639 milioni); (ii) gli impianti di raffinazione (€886 milioni) e di distribuzione carburanti (€275 milioni); (iii) i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€108 milioni). A seguito del sinistro occorso a inizio dicembre all'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro, gli impianti di raffinazione risentono della radiazione di cespiti per €193 milioni.

Le attrezzature industriali e commerciali (€158 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€59 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€2.801 milioni) riguardano principalmente: (i) le attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA (€1.249 milioni), gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€299 milioni), gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti dell'offshore adriatico (€87 milioni), della concessione di Miglianico Bucchianico (€76 milioni) e della concessione Villafortuna (€38 milioni); (ii) gli interventi sulle strutture di raffineria (€616 milioni) di cui €485 milioni relativo alla riclassifica a immobilizzazioni in corso del valore netto dei cespiti dell'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) gli interventi sulla rete di distribuzione dei prodotti petroliferi (€68 milioni).

Le operazioni straordinarie di €212 milioni riguardano essenzialmente gli effetti della fusione della Società Adriatica Idrocarburi SpA decorsa dal 1° ottobre 2016 con effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2016.

Gli investimenti di €788 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Exploration & Production (€471 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Cervia, Morena, Monte Enoc); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (b) la Refining & Marketing (€306 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€240 milioni), principalmente per il mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing (€66 milioni), per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi.

Le svalutazioni di €443 milioni riguardano la Exploration & Production per €332 milioni e la Refining & Marketing per €111 milioni. Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle svalutazioni sono indicate alla nota n. 18 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

Le radiazioni di €209 milioni riguardano la Refining & Marketing per €193 milioni, relative alla radiazione delle unità di impianto EST danneggiate presso la raffineria di Sannazzaro a seguito dell'evento occorso a inizi dicembre 2016, e la Exploration & Production per €16 milioni.

Le altre variazioni negative di €10 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla variazione dei tassi di sconto, del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,54% [2,72% al 31 dicembre 2015]. Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €40 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €59 milioni. Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €1 milione.

Le immobilizzazioni in corso relative all'attività esplorativa e di appraisal nonché altre immobilizzazioni in corso della Exploration & Production si analizzano come segue:

	Valore iniziale	Investimenti	Svalutazioni	Radiazioni	Riclassifiche	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
[€ milioni]							
2015							
Attività esplorativa e di appraisal:							
- pozzi esplorativi in corso	8			[8]	1	[1]	
- pozzi esplorativi completati in attesa di esito	657			[58]	[1]	67	665
- pozzi esplorativi di successo in corso	5						5
	670			[66]		66	670
Altre immobilizzazioni in corso:							
- pozzi e impianti di sviluppo in corso	951	861	[10]	3	[461]	39	1.383
	951	861	[10]	3	[461]	39	1.383
	1.621	861	[10]	[63]	[461]	105	2.053
2016							
Attività esplorativa e di appraisal:							
- pozzi esplorativi in corso							
- pozzi esplorativi completati in attesa di esito	665			[6]		18	677
- pozzi esplorativi di successo in corso	5					15	20
	670			[6]		33	697
Altre immobilizzazioni in corso:							
- pozzi e impianti di sviluppo in corso	1.383	467	[75]	[6]	[812]	126	1.083
	1.383	467	[75]	[6]	[812]	126	1.083
	2.053	467	[75]	[12]	[812]	159	1.780

Le riclassifiche di €812 milioni riguardano pozzi e impianti di sviluppo avviati in produzione nell'esercizio. Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio si sono rilevate radiazioni per €6 milioni riguardanti principalmente un pozzo nell'off-shore dell'Alto Adriatico a seguito dell'abbandono del progetto.

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

[€ milioni]	2015	2016
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	657	665
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe		
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	[58]	[6]
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	[1]	
Cessioni		
Riclassifica ad assets destinati alla cessione/discontinued operation		
Differenze cambio da conversione	67	18
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	665	677

	2015		2016	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- fino a 1 anno				
- da 1 a 3 anni	278	3,33	30	0,56
- oltre 3 anni	387	6,13	647	7,96
	665	9,46	677	8,52
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi				
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	6	1,00		
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	659	8,46	677	8,52
	665	9,46	677	8,52

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

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffinaria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	13.972	15.418
- Gas & Power	114	99
- Refining & Marketing	13.720	13.765
- Corporate	330	339
	28.136	29.621
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	9.314	10.853
- Gas & Power	80	67
- Refining & Marketing	10.099	10.429
- Corporate	206	226
	19.699	21.575
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	4.658	4.565
- Gas & Power	34	32
- Refining & Marketing	3.621	3.336
- Corporate	124	113
	8.437	8.046

16 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.172 milioni (€899 milioni al 31 dicembre 2015) includono 3,6 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo aumentano di €273 milioni per effetto del venir meno dei motivi delle svalutazioni precedentemente operate in relazione all'andamento dei prezzi delle commodity di riferimento.

17 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
[€ milioni]								
31.12.2015								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	28			(3)		25	384	359
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	236		14	(65)	65	250	1.207	957
- Immobilizzazioni in corso e acconti	79		34		(64)	49	49	
- Altre attività immateriali	57		12	(22)	25	72	1.302	1.230
	400		60	(90)	26	396	2.942	2.546
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Goodwill	808					808	885	77
	1.208		60	(90)	26	1.204	3.827	2.623
31.12.2016								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	25			(3)		22	385	363
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	250		40	(72)	17	235	1.265	1.030
- Immobilizzazioni in corso e acconti	49		16		(21)	44	44	
- Altre attività immateriali	72		2	(11)	1	64	1.303	1.239
	396		58	(86)	(3)	365	2.997	2.632
Attività immateriali a vita utile indefinita								
- Goodwill	808	32				840	917	77
	1.204	32	58	(86)	(3)	1.205	3.914	2.709

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €22 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione del giacimento Bonaccia (€10 milioni), alla concessione Val d'Agri (€10 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €235 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%. Le immobilizzazioni in corso e acconti di €44 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €64 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento effettuato con il metodo UOP, sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'Alto Adriatico (€41 milioni).

Maggiori informazioni sul goodwill sono indicate alla nota n. 18 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

Gli investimenti di €58 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2015) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di supporto al business retail di Gas & Power (€25 milioni) e ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff (€11 milioni).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	1.971	1.987
- Gas & Power	1.103	1.162
- Refining & Marketing	397	397
- Corporate	356	368
	3.827	3.914
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	1.868	1.896
- Gas & Power	147	174
- Refining & Marketing	350	356
- Corporate	258	283
	2.623	2.709
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	103	91
- Gas & Power	956	989
- Refining & Marketing	47	41
- Corporate	98	84
	1.204	1.205

18 Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali, il management considera l'eventuale presenza di indicatori di perdita di valore, sia di origine esterna che interna, quali, tra l'altro, l'andamento atteso dello scenario prezzi/margini degli idrocarburi, variazione dei tassi di interesse e altre variabili di mercato in grado di incidere significativamente sul tasso di sconto adottato nella determinazione del valore d'uso, il rischio Paese, la presenza di un valore di libro dei net asset di Eni superiore alla capitalizzazione di borsa, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.

La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit). In particolare, le principali cash generating unit sono rappresentate: (i) nella linea di business Exploration & Production, dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nella linea di business Gas & Power, dalle CGU sulle quali sono stati allocati goodwill derivanti da business combination; (iii) nella linea di business Refining & Marketing, dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities. Considerata la natura delle attività Eni, il valore recuperabile è definito generalmente in termini di valore d'uso, in quanto le informazioni sul fair value degli assets risultano di difficile ottenimento salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi 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, 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 della Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali, normalizzati al fine di esprimere la capacità strutturale di queste CGU di generare reddito; (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 (che si traduce in un tasso di crescita in termini reali negativo o al massimo pari a zero); (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 determinato sulla base delle ipotesi formulate sull'evoluzione dei fondamentali economici, confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Per il piano 2017-2020, sulle cui assunzioni è stato elaborato il test di impairment del bilancio 2016, il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora i trend più recenti delle curve forward rilevate nel mese di gennaio 2017 per il breve medio termine e la view interna in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta per il lungo termine confrontata con le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per

la Exploration & Production e la Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio specifico della Gas & Power oggetto di autonoma rilevazione pesata per l'incidenza del 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. Il quadro degli impairment indicator dell'esercizio 2016 evidenzia, con riferimento al greggio, un apprezzabile miglioramento rispetto all'esercizio precedente per effetto della ripresa dei prezzi registrata nella seconda metà del 2016 grazie al migliore bilanciamento tra domanda e offerta globale 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 cartello con l'adesione di importanti Paesi non-OPEC (in particolare la Russia). 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. Differentemente con riferimento alla commodity gas naturale permane l'eccesso di offerta nei mercati europei che ha comportato un indebolimento nei prezzi del gas, in particolare, in Italia. L'eccesso di offerta nei mercati europei caratterizza inoltre il settore della raffinazione con conseguente riduzione dei margini di raffinazione attesi.

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% rispetto al 2015 attestandosi a 6,4% 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. In particolare i WACC adjusted 2016 sono: (i) 4,8% per Exploration & Production (5,5% nel 2015); (ii) 5,1% per Refining & Marketing (5,7% nel 2015); (iii) 4,5% per Gas & Power (5,2% nel 2015).

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC sopra rappresentati nel 2016 sono state rilevate svalutazioni di attività materiali pari a €443 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing e Exploration & Production. Le svalutazioni contabilizzate nella Refining & Marketing di €111 milioni riguardano principalmente gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€98 milioni), sulla rete autostradale (€6 milioni), sugli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€3 milioni). Inoltre sono stati svalutati gli asset relativi a punti vendita chiusi sulla rete di proprietà e depositi inattivi (€2 milioni) e il deposito carburanti di Vado Ligure (€2 milioni). Le svalutazioni contabilizzate nella Exploration & Production di €332 milioni riguardano alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'off-shore adriatico e nell'on-shore pugliese e piemontese, dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della commodity gas naturale e della revisione del profilo delle riserve di idrocarburi.

In considerazione della volatilità dello scenario petrolifero, il management ha testato la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test attraverso diverse analisi di sensitività. Per maggiori informazioni al riguardo, si rinvia al paragrafo n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali delle Note al bilancio consolidato.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle "CGU" che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Il goodwill di €840 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di Italgas Più SpA, nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuel SpA, Toscana Energia Clienti SpA, Asa Trade, Est Più SpA e ACAM Clienti SpA quest'ultima operata nel 2016. Il goodwill (ad esclusione di quello rinveniente da Messina Fuel SpA) è attribuito alla CGU Mercato Gas Italia. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill. L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito pari a €1.453 milioni, si azzera 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%.

19 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi su capitale e acquisizioni	Cessioni	Rettifiche di valore	Valutazione al fair value con effetti a CE	Riclassifiche discontinued operations	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
(€ milioni)											
31.12.2015											
Partecipazioni in:											
- imprese controllate	29.842		7.701		(5.416)		(183)		31.944	55.189	23.245
- imprese collegate e joint venture	606		(7)					599	599		
- altre imprese, di cui:	1.748			(1.425)		49			372	372	
- <i>disponibili per la vendita</i>	1.744			(1.425)		49			368	368	
- <i>altre valutate al costo</i>	4							4	4	4	
	32.196		7.694	(1.425)	(5.416)	49	(183)		32.915	56.160	23.245
31.12.2016											
Partecipazioni in:											
- imprese controllate	31.944	(283)	6.931		(368)			(8)	38.216	61.337	23.121
- imprese collegate e joint venture	599		1.069	(53)	(9)		183		1.789	1.798	9
- altre imprese, di cui:	372			(368)					4	4	
- <i>disponibili per la vendita</i>	368			(368)							
- <i>altre valutate al costo</i>	4								4	4	
	32.915	(283)	8.000	(421)	(377)		183	(8)	40.009	63.139	23.130

Le partecipazioni sono aumentate di €7.094 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2015	32.871
Effetto Versalis	44
Partecipazioni al 31 dicembre 2015 Riesposto	32.915
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale e acquisizioni	
Eni International BV	5.635
Versalis SpA	1.072
Saipem SpA	1.069
Eni Insurance DAC	400
Eni Petroleum Co Inc	329
Eni Angola SpA	297
Syndial SpA	284
Raffineria di Gela SpA	142
Tecnomare SpA	55
Eni West Africa SpA	49
Tigàz Zrt	27
Altre	12
	9.371
Riclassifica da Discontinued operations	
Saipem SpA	183
	183
Riprese di valore	
Versalis SpA	193
Eni Fuel SpA	6
	199
<i>Decremento per:</i>	
Operazioni straordinarie	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	(239)
ACAM Clienti SpA	(21)
EniPower SpA	(23)
	(283)
Cessioni	
Saipem SpA	(53)
Snam SpA	(368)
	(421)
Rimborsi di capitale	
Eni Investments Plc	(719)
Eni Gas & Power NV	(381)
Eni Finance International SA	(244)
Floaters Spa	(19)
Eni Fuel Nord SpA	(8)
	(1.371)
Svalutazioni e perdite	
Syndial SpA	(252)
Raffineria di Gela SpA	(100)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(53)
Eni West Africa SpA	(37)
Floaters Spa	(31)
LNG Shipping SpA	(27)
Tigàz Zrt	(27)
Servizi Aerei SpA	(17)
Unión Fenosa Gas SA	(9)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(7)
EniServizi SpA	(7)
Eni Mozambico SpA	(3)
Altre minori	(6)
	(576)
Altri decrementi	
Raffineria di Gela SpA	(4)
Altri	(4)
	(8)
Partecipazioni al 31 dicembre 2016	40.009

Versalis

Al 31 dicembre 2015, in considerazione dello status delle negoziazioni al tempo in corso con il fondo statunitense SK Capital, la partecipazione in Versalis SpA era stata qualificata come discontinued operation e rilevata al fair value desunto dal prezzo in fase di definizione della controparte. L'adozione di detto criterio aveva determinato l'integrale svalutazione della partecipazione e la rilevazione di un fondo copertura perdite.

Nel corso del 2016, per effetto del venir meno delle trattative con il potenziale acquirente, e coerentemente con le disposizioni dei principi contabili internazionali è stata revocata la classificazione come discontinued operation come se la stessa non fosse mai stata applicata. Per effetto di tale modifica è stato rideterminato il valore d'uso della partecipazione al 31 dicembre 2015 con la rilevazione di una ripresa di valore di €294 milioni che ha comportato l'eliminazione del fondo copertura perdite (€250 milioni) e l'iscrizione della partecipazione per €44 milioni. Il valore di iscrizione dopo tale ripresa di valore si incrementa ulteriormente nel corso del 2016 per effetto della ricapitalizzazione operata (€1.072 milioni) attraverso la rinuncia a crediti vantati verso la partecipata e a seguito del venir meno di parte delle svalutazioni operate in precedenti esercizi (€193 milioni) in considerazione del miglioramento dei risultati e delle prospettive economiche della Società; al 31 dicembre 2016 il valore della partecipazione è pari a €1.309 milioni.

Cessione Saipem

Il 22 gennaio 2016 è avvenuto il closing degli accordi raggiunti il 27 ottobre 2015 che prevedono la cessione di una quota del 12,503% di Saipem SpA alla CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano SpA) e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale con Eni che determina la classificazione di Saipem quale controllata congiunta. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €463 milioni, al prezzo di €8,3956 per azione, con una plusvalenza netta di conto economico pari a €360 milioni. Nel febbraio 2016 si è perfezionato l'aumento di capitale di Saipem di circa €3,5 miliardi (quota Eni €1.069 milioni). Saipem con gli introiti dell'aumento di capitale e grazie a finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze ha proceduto a rimborsare i finanziamenti concessi da Eni SpA per €2.723 milioni (€2.020 milioni di finanziamenti a medio lungo e €703 milioni a breve termine). Al 31 dicembre 2016 Eni detiene una partecipazione del 30,54% del capitale sociale della società. Alla data di bilancio il fair value della partecipazione è superiore al valore netto di iscrizione e pertanto non si riscontrano impairment indicator. In ogni caso, come indicato nel bilancio consolidato, il management ha comunque elaborato una stima del valore d'uso della partecipazione sulla base delle proiezioni di utili e cash flow elaborate da un panel di sell side analyst indipendenti. Tale elaborazioni confermano la tenuta del valore di libro.

Cessione Snam

La cessione del 2,22% di Snam SpA iscritta al valore di libro di €368 milioni è 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.

Le svalutazioni di €576 milioni sono relative essenzialmente a Syndial SpA (€252 milioni) e Raffineria di Gela SpA (€100 milioni) in relazione all'andamento economico negativo.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2016	Saldo netto al 31.12.2015	Saldo netto al 31.12.2016 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
ACAM Clienti SpA ^(a)		21			
Adriaplin doo	51,000	10	10	13	3
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	3	...	...	
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)		...			
Ecofuel SpA	100,000	48	48	131	83
Eni Adfin SpA	99,647	210	209	209	
Eni Angola SpA	100,000	269	566	769	203
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Finance International SA	33,613	848	604	951	347
Eni Fuel Centrosud SpA ^(b)		20			
Eni Fuel Nord SpA ^(b)		23			
Eni Fuel SpA (ex Eni Rete oil&nonoil SpA)	100,000	27	69	72	3
Eni Gas e Luce SpA (ex Eni Medio Oriente SpA) ^(c)	100,000	11	10	10	
Eni Gas & Power NV	99,999	549	168	93	(75)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Insurance Designated Activity Company (ex Eni Insurance Ltd)	100,000	100	500	519	19
Eni International BV	100,000	20.755	26.390	36.857	10.467
Eni International Resources Ltd	99,998	...	...	...	
Eni Investments Plc	99,999	5.736	5.017	5.128	111
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	93	39	39	
Eni Mozambico SpA	100,000	15	12	12	
Eni New Energy SpA	100,000		5	5	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	692	1.021	921	(100)
EniPower SpA	100,000	937	914	772	(142)
EniServizi SpA	100,000	13	6	6	
Eni Timor Leste SpA	100,000	7	7	7	
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	271	(11)
Eni West Africa SpA	100,000	13	25	25	
Eni Zubair SpA	100,000	...	...	...	
Floaters SpA	100,000	311	261	278	17
Ieoc SpA	100,000	20	21	56	35
LNG Shipping SpA	100,000	285	258	243	(15)
Raffineria di Gela SpA	100,000		38	38	
Servizi Aerei SpA	100,000	80	63	63	
Servizi Fondo Bombie Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Adriatica Idrocarburi SpA ^(a)		239			
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	22	16	16	

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2016	Saldo netto al 31.12.2015	Saldo netto al 31.12.2016 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Syndial Servizi Ambientali SpA (ex Syndial SpA - Attività Diversificate) ^(c)	99,999	138	170	170	
Tecnomare – Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	100,000	54	109	113	4
Tigaz Zrt ^(c)	98,992				
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	134	82
Versalis SpA	100,000	44	1.309	1.309	
Totale imprese controllate		31.944	38.216		
Imprese collegate e joint venture					
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE ^(d)		36			
Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A (ex Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE)	49,000	96	132	150	18
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	
Saipem SpA ^(e)	30,542		1.199	1.497	298
Seram SpA	25,000	...	...	1	1
Transmed SpA	50,000	...	...	...	...
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	61	36
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	433	434	1
Totale imprese collegate e joint venture		599	1.789		
Totale imprese controllate, collegate e joint venture		32.543	40.005		

(a) La partecipazione è stata incorporata in Eni SpA.

(b) La partecipazione è stata incorporata in Eni Fuel SpA (ex Eni Rete oil&nonoil SpA).

(c) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(d) La partecipazione è stata incorporata nella Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A.

(e) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2016 (€0,535 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.652 milioni.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto. La stima del maggior valore recuperabile rispetto a quella di libro è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 5,8%;
- per le società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese (WACC pari al 4,8%, al netto delle imposte);
- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted compreso tra il 4% e il 7%.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2016, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

20 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	6.946	1.406
Titoli strumentali all'attività operativa	23	22
	6.969	1.428

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.406 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.115 milioni), Versalis SpA (€70 milioni) e Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€61 milioni). I crediti finanziari strumentali sono diminuiti di €5.540 milioni in particolare per i rimborsi di finanziamenti da parte di Eni Finance International SA (€3.285 milioni) e di Saipem SpA (€1.803 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €881 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €22 milioni riguardano essenzialmente titoli di Stato relativi al cauzioneamento bombole a norma D.L. n. 128 del 22 febbraio 2006.

La scadenza dei crediti finanziari e titoli al 31 dicembre 2016 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	1.735	1.010	396	1.406
- non strumentali all'attività operativa	6.028			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa		22		22
	7.763	1.032	396	1.428

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 10 – Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €1.481 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,3785% e lo 0,6021% e in dollari compresi tra lo 0,7259% e il 2,6164%. La gerarchia del fair value è di livello 2. I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Rapporti con parti correlate.

21 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.253	1.237
Imposte sul reddito differite IRES	(101)	(138)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	170	156
Imposte sul reddito differite IRAP	(3)	(3)
Totale Eni SpA	1.319	1.252
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	(58)	(67)
	1.261	1.185

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2015	Incrementi	Decrementi	Delta aliquota	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2016
Imposte differite:							
- differenze su attività materiali ed immateriali	(17)		1		(1)		(17)
- differenze su derivati						(70)	(70)
- altre	(87)	(26)	54	6	(1)		(54)
	(104)	(26)	55	6	(2)	(70)	(141)
Imposte anticipate:							
- differenze su derivati	202					(202)	
- fondi per rischi ed oneri	1.304	158	(174)	(13)	35		1.310
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	466	33	(97)	(3)	3		402
- differenze su attività materiali ed immateriali	368	120	(52)	(14)	30		452
- svalutazione crediti	259	154	(79)	(10)	2		326
- fondi per benefici ai dipendenti	73	13	(8)	(1)		(4)	73
- perdita fiscale	1.239	543	(24)	(66)	3	(40)	1.655
- altre	122	78	(47)	(4)	(21)	4	132
	4.033	1.099	(481)	(111)	52	(242)	4.350
- svalutazione anticipate	(2.610)	(347)					(2.957)
	1.423	752	(481)	(111)	52	(242)	1.393
Totale Eni SpA	1.319	726	(426)	(105)	50	(312)	1.252
Imposte anticipate joint operation	127	4	(7)				124
Imposte differite joint operation	(185)					(6)	(191)
Totale joint operation	(58)	4	(7)			(6)	(67)
	1.261	730	(433)	(105)	50	(318)	1.185

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €1.252 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. Alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato, il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate e ha svalutato l'eccedenza non recuperabile (€347 milioni, di cui €318 milioni IRES e €29 milioni IRAP). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della fiscalità anticipata sulla perdita fiscale stimata per l'esercizio 2016 di Eni SpA e delle società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita.

22 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti d'imposta	90	80
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	226	252
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	106	166
Altri crediti da attività di disinvestimento	2	2
Altre attività	362	200
	786	700

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Crediti di imposta chiesti a rimborso	44	33
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	61
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	90	80

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €200 milioni riguardano per €113 milioni (€277 milioni nel 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. Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali, alla riclassifica nelle altre attività correnti della parte relativa ai volumi che si prevede di recuperare nel 2017 (€133 milioni) e ad altre ottimizzazioni eseguite nell'esercizio. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. La clausola take-or-pay 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. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda determinata dalla debole crescita economica e dalla crisi del termoelettrico e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva sui benefici delle rinegoziazioni concluse e di quelle in corso/pianificate in termini di migliorata competitività del gas Eni, di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo e altre flessibilità operative, nonché azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto). La valutazione al fair value delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

Passività correnti

23 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €4.159 milioni (€3.687 milioni al 31 dicembre 2015) sono aumentate di €472 milioni. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Euro	3.333	3.350
Dollaro USA	194	740
Lira Sterlina	129	32
Altre	31	37
	3.687	4.159

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,02% (0,06% nell'esercizio 2015), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €88 milioni.

Al 31 dicembre 2016 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €12.134 milioni (rispettivamente per €40 milioni e €12.483 milioni al 31 dicembre 2015). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 39 – Proventi (oneri) finanziari.

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. 43 – Rapporti con parti correlate.

24 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine di €3.014 milioni (€2.514 milioni al 31 dicembre 2015) è commentata nella nota n. 29 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine, cui si rinvia.

25 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Debiti commerciali	5.227	5.333
Acconti e anticipi	353	368
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	318	167
- altri debiti	471	341
	789	508
	6.369	6.209

I debiti commerciali di €5.333 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€3.109 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.139 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€85 milioni).

Gli acconti e anticipi di €368 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€190 milioni) e gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture di Exploration & Production (€25 milioni).

Gli altri debiti di €341 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€169 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€33 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi; (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€40 milioni).

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. 43 – Rapporti con parti correlate.

26 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €4 milioni si riferiscono essenzialmente alla joint operation Raffineria di Milazzo ScpA.

27 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Accise e imposte di consumo	606	529
IVA	241	212
Royalty su idrocarburi estratti	175	94
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	34	36
Altre imposte e tasse	17	16
	1.073	887

Le passività per altre imposte correnti riferite alle royalty su idrocarburi estratti di €94 milioni sono diminuite di €81 essenzialmente in relazione alla dinamica negativa dei prezzi degli idrocarburi.

28 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	1.067	688
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	457	155
Altre passività	314	362
	1.838	1.205

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €362 milioni comprendono la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€148 milioni) - (v. nota n. 32 – Altre passività non correnti) e gli anticipi che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€164 milioni).

Passività non correnti

29 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.162	369	3.531	3.790	183	3.973
Obbligazioni ordinarie	14.248	1.804	16.052	14.685	2.829	17.514
Obbligazioni convertibili		339	339	383		383
Altri finanziatori, di cui:	549	2	551	696	2	698
- imprese controllate	548	1	549	696	1	697
- altri	1	1	2		1	1
	17.959	2.514	20.473	19.554	3.014	22.568

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €22.568 milioni sono denominate in euro per €21.400 milioni e per €1.168 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2016 è del 2,68% per quelle denominate in euro (3,21% al 31 dicembre 2015) e 4,83% per quelle denominate in dollari (4,83% al 31 dicembre 2015). I tassi effettivi in euro adottati sono compresi tra l'1% e il 3,1% (tra 1,09% e 3,68% al 31 dicembre 2015). I tassi effettivi in dollari adottati sono compresi tra il 4,78% e il 4,83% (tra il 4,78% e il 4,83% al 31 dicembre 2015).

I debiti verso banche di €3.973 milioni derivanti da finanziamenti sono aumentati di €442 milioni; al 31 dicembre 2016 non sono state utilizzate linee di credito.

Gli altri finanziatori di €698 milioni riguardano essenzialmente operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine verso banche e altri finanziatori, inclusive delle rispettive quote a breve termine, per complessivi €4.671 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,04% (1,19% al 31 dicembre 2015) e sul dollaro USA di 4,78% (4,78% 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 mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2016 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.640 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2016 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.235 milioni (€6.576 milioni al 31 dicembre 2015), di cui €700 milioni scadenti entro 12 mesi. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 39 – Proventi (oneri) finanziari.

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
	2015	2016	Scad. 2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	Totale
Banche	3.531	3.973	183	774	1.395	439	341	841	3.973
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.514	1.515	18		1.497				1.515
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.254	1.256	1.256						1.256
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.217	1.217	14					1.203	1.217
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.035	1.036	39			997			1.036
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.030	1.031	32	999					1.031
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.026	1.026	33					993	1.026
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.019	1.019	20			999			1.019
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.005	1.006	15					991	1.006
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.005	1.006	14					992	1.006
- Euro Medium Term Notes 0,625%		893	2					891	893
- Euro Medium Term Notes 2,625%	801	801	2				799		801
- Euro Medium Term Notes 1,625%		797	8					789	797
- Euro Medium Term Notes 3,750%	762	763	15		748				763
- Euro Medium Term Notes 1,750%	747	756	12					744	756
- Euro Medium Term Notes 0,750%		700	3					697	700
- Euro Medium Term Notes 1,125%		594	2					592	594
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.569								
- Retail TF 4,875%	1.115	1.119	1.119						1.119
- Bond US 4,150%	416	430	4			426			430
- Bond US 5,700%	322	333	5					328	333
- Retail TV	215	216	216						216
	16.052	17.514	2.829	999	2.245	2.422	799	8.220	17.514
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked		383						383	383
- Bond convertibile azioni Snam	339								
	339	383						383	383
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	549	697	1	172	7	398	119		697
- altri	2	1	1						1
	551	698	2	172	7	398	119		698
	20.473	22.568	3.014	1.945	3.647	3.259	1.259	9.444	22.568

Nel corso del 2016 sono stati emessi quattro nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €2.984 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2016 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.500	15	1.515	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.250	6	1.256	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.200	17	1.217	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	31	1.031	EUR	2018	3,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	36	1.036	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	6	1.006	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	26	1.026	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	6	1.006	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	900	(7)	893	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	800	(3)	797	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	13	763	EUR	2019	3,750
- Euro Medium Term Notes	750	6	756	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	700		700	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	600	(6)	594	EUR	2028	1,125
- Retail TF	1.109	10	1.119	EUR	2017	4,875
- Bond US	427	3	430	USD	2020	4,150
- Bond US	333		333	USD	2040	5,700
- Retail TV	215	1	216	EUR	2017	variabile
	17.334	180	17.514			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	400	(17)	383	EUR	2022	

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.622 milioni.

L'obbligazione convertibile di €383 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento. Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni 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 al 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.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.324 milioni ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra -0,3785% e il 1,0454% (tra -0,2491% e il 1,48367% al 31 dicembre 2015) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,7259% e il 2,6164% (tra lo 0,3927% e il 2,6726% al 31 dicembre 2015). La gerarchia del fair value è di livello 2.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato 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	4.132		4.132	4.583		4.583
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.028		5.028	6.062		6.062
C. Liquidità (A+B)	9.160		9.160	10.645		10.645
D. Crediti finanziari^(a)	5.325		5.325	6.028		6.028
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	114		114	153		153
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	369	3.163	3.532	183	3.790	3.973
G. Prestiti obbligazionari	2.143	14.248	16.391	2.829	15.068	17.897
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.573		3.573	4.006		4.006
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	1	547	548	1	696	697
L. Altre passività finanziarie	1	1	2	1		1
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.201	17.959	24.160	7.173	19.554	26.727
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(8.284)	17.959	9.675	(9.500)	19.554	10.054

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

30 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2015									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	2.043		(318)	41	10	(16)			1.760
Fondo rischi e oneri ambientali	753				124	(193)	(5)		679
Fondo oneri per contratti onerosi	715				107	(93)			729
Fondo rischi per contenziosi	116				23	(10)	(8)		121
Fondo esodi e mobilità lunga	161					(5)	(18)		138
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	82				2				84
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	25								25
Altri fondi per rischi ed oneri	727			4	71	(312)	(55)		435
	4.622		(318)	45	337	(629)	(86)		3.971
31.12.2016									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.760	163	(27)	48	43	(31)			1.956
Fondo rischi e oneri ambientali	679				105	(136)	(10)		638
Fondo oneri per contratti onerosi	729				87	(92)	(112)		612
Fondo rischi per contenziosi	121				17	(4)	(6)	4	132
Fondo esodi e mobilità lunga	138	1		2		(8)	(6)		127
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	84								84
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	25					(25)			
Altri fondi per rischi ed oneri	435	3			183	(44)	(68)	(4)	505
	3.971	167	(27)	50	435	(340)	(202)		4.054

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.956 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€1.862 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra lo 0,16% e il 3,058%; il periodo previsto degli esborsi è 2017-2057; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti 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 (€42 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €638 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€340 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sotto-suolo da attuare nelle stazioni di servizio (€143 milioni), negli impianti di raffinazione (€35 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€54 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€11 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€18 milioni) e ad altri siti non operativi (€30 milioni). Il fondo per contratti onerosi di €612 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €132 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo esodi e mobilità lunga di €127 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €84 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Il fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA si riduce di €25 milioni per effetto degli oneri riconosciuti a Saipem SpA all'atto della cessione della partecipazione in Snamprogetti SpA.

Gli altri fondi di €505 milioni comprendono: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€131 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita e di lungo termine (€30 milioni); (iii) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€12 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€11 milioni).

31 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	189	204
Piani esteri	3	4
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	76	67
Altri fondi per benefici ai dipendenti	98	116
	366	391

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 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 riguardano essenzialmente i premi di anzianità e i piani pensione a benefici definiti relativi alla branch di Gas & Power presente in Belgio. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e 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 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 ha assunto la configurazione di un piano a benefici definiti per effetto delle modifiche normative afferenti la struttura del fondo intervenuta nell'anno 2015. La fattispecie ha interessato anche Eni in considerazione della presenza di risorse rivenienti dalla fusione per incorporazione della ex "Italgas Più" 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	FISDE	Altri	Totale	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	214	8	78	87	387	189	9	76	98	372
Costo corrente			1	43	44		1	2	40	43
Interessi passivi	4	1	1	1	7	4		1	1	6
Rivalutazioni:	(17)		(1)	(13)	(31)	13	(1)	(9)	1	4
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)	(1)	(3)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie				(11)	(11)	7			2	9
- Effetto dell'esperienza passata	(17)		(1)	(2)	(20)	7	(1)	(8)		(2)
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				11	11					
Benefici pagati	(14)		(3)	(32)	(49)	(5)		(3)	(24)	(32)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti	2			1	3	3	5			8
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	189	9	76	98	372	204	14	67	116	401
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		5			5		6			6
Interessi attivi		1			1					
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti							4			4
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		6			6		10			10
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	189	3	76	98	366	204	4	67	116	391

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €116 milioni (€98 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano gli incentivi monetari differiti per €81 milioni (€71 milioni al 31 dicembre 2015), i piani di incentivazione di lungo termine per €12 milioni (€5 milioni al 31 dicembre 2015), il fondo gas per €12 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2015) e i premi di anzianità per €11 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2015). I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
2015					
Costo corrente			1	43	44
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				11	11
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	4	1	1	1	7
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(1)			(1)
Totale interessi passivi (attivi) netti	4		1	1	6
- di cui rilevato nel costo lavoro				1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(13)	(13)
Totale	4		2	42	48
- di cui rilevato nel costo lavoro			1	42	43
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5
2016					
Costo corrente		1	2	40	43
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione					
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	4		1	1	6
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano					
Totale interessi passivi (attivi) netti	4		1	1	6
- di cui rilevato nel costo lavoro				1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Totale	4	1	3	40	48
- di cui rilevato nel costo lavoro		1	2	40	43
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2015					2016				
	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
Rivalutazioni:										
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)	1	(1)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie						7			1	8
- Effetto dell'esperienza passata	(17)		(1)		(18)	7	(1)	(8)		(2)
	(17)		(1)		(18)	13	(1)	(9)	2	5

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Attività a servizio del piano:		
- Altre attività con prezzi quotati in mercati attivi	6	10
	6	10

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dagli organi di gestione dei fondi pensione per i dipendenti del settore dell'energia elettrica ed il gas in Belgio, di cui la branch belga di Eni SpA è membro, 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 sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2015					
Tassi di sconto	(%)	2,0	2,0	2,0	0,5 - 2,0
Tasso di inflazione	(%)	2,0	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2016					
Tassi di sconto	%	1,0	1,00 - 1,50	1,0	0 - 1,0
Tasso di inflazione	%	1,0	1,00 - 1,50	1,0	1,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA. 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. Sono state adottate le tavole di mortalità redatte dall'Istat (Istat2014), con eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55).

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 del costo sanitario
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
Effetto sull'obbligazione netta:				
TFR	(10)	11	7	
Piani esteri	...	...	...	...
FISDE	(5)	5		5
Altri	(1)	1	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 €41 milioni, di cui €13 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
31.12.2015				
2016	3		3	25
2017	3		3	29
2018	4		3	47
2019	6		3	1
2020	8		3	2
Oltre il 2020	165	3	61	8
31.12.2016				
2017	9		3	29
2018	9		3	48
2019	10		3	43
2020	12		3	2
2021	13		3	2
Oltre il 2021	151	4	52	8

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicata:

		TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2015					
Durata media ponderata	anni	12,3	7,0	15,1	3,0
2016					
Durata media ponderata	anni	9,9	7,0	14,9	2,8

32 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	413	230
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	230	44
Depositi cauzionali	257	250
Altre passività	981	842
	1.881	1.366

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

I depositi cauzionali a lungo termine di €250 milioni fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica (€224 milioni).

Le altre passività di €842 milioni riguardano essenzialmente: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo Engie) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (€514 milioni), Engie SA (Gruppo Engie) per la fornitura di gas naturale (€138 milioni) per un periodo di 20 anni; Engie SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna al PSV (in Italia) (€4 milioni) e Engie SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna a Eynatten (Germania) (€8 milioni); (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€90 milioni); (iii) Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€26 milioni); (iv) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€14 milioni) e la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€20 milioni). La differenza tra il valore di mercato e il valore di iscrizione delle altre passività non correnti non è significativa.

33 Strumenti finanziari derivati

	31.12.2015		31.12.2016	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
(€ milioni)				
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	374	456	253	303
- Outright	103	99	81	74
- Interest currency swap	128	130	121	123
	605	685	455	500
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	50	27	21	21
	50	27	21	21
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	310	725	384	324
- Future	7	17	3	4
- Altri			3	23
	317	742	390	351
	972	1.454	866	872
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	133	687	334	199
	133	687	334	199
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili		26	46	46
Totale contratti derivati	1.105	2.167	1.246	1.117
Di cui:				
- correnti	773	1.524	828	843
- non correnti	332	643	418	274

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 copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere da 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. 35 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi.

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo e le opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine.

34 Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Discontinued operations

Saipem

Il risultato delle Discontinued operations comprende la plusvalenza netta da cessione di una quota del 12,503% della Saipem SpA alla CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano SpA) e il reversal del fair value positivo rilevato nel 2015 relativo alla cessione a termine della quota di partecipazione in Saipem, 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).

(€ milioni)	2015	2016
Plusvalenze nette da vendite - cessione Saipem	50	360
Imposte sul reddito	(1)	(5)
Risultato netto delle discontinued operations	49	355
Attività correnti	50	
Attività non correnti	183	
Totale Attività	233	
Passività non correnti	(1)	
Totale Passività	(1)	

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €4 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione e alla cessione del Deposito di Ravenna.

35 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(581)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	<i>9.927</i>	<i>9.927</i>
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
<i>Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993</i>	<i>378</i>	<i>378</i>
<i>Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986</i>	<i>63</i>	<i>63</i>
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(556)	217
Riserva IFRS 10 e 11	610	612
Altre riserve di utili non disponibili:	123	(19)
<i>Riserva art. 6, comma 2 D.Lgs. 38/2005</i>	<i>158</i>	<i>19</i>
<i>Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale</i>	<i>(35)</i>	<i>(38)</i>
Altre riserve di utili disponibili:	23.310	22.713
<i>Riserva disponibile</i>	<i>22.180</i>	<i>21.571</i>
<i>Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986</i>	<i>412</i>	<i>412</i>
<i>Riserva art. 14 Legge n. 342/2000</i>	<i>74</i>	<i>74</i>
<i>Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983</i>	<i>19</i>	<i>19</i>
<i>Riserva da avanzo di fusione</i>	<i>624</i>	<i>636</i>
<i>Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
Acconto sui dividendi	(1.440)	(1.441)
Utile dell'esercizio	2.183	4.521
	39.562	41.935

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2016, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2015) come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 69,00%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2015), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2015) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per €581 milioni al 31 dicembre 2016.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 [Legge n. 749/1985] con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva di €217 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

[€ milioni]	Derivati di copertura cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2015	(759)	203	(556)
Variazione dell'esercizio 2016	1.044	(271)	773
Riserva al 31 dicembre 2016	285	(68)	217

La variazione positiva di €773 milioni include il reversal a conto economico di oneri pari a €630 milioni, di cui oneri per €667 milioni rilevati negli acquisti, prestazioni e costi diversi e proventi per €37 milioni rilevati nei ricavi della gestione caratteristica.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €612 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 e omologati dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012 con Regolamento n. 1254/2012. La riserva accoglie inoltre gli effetti dell'applicazione del Successful Effort Method (SEM) per la rilevazione dei costi dell'attività esplorativa della Eni East Africa SpA operata retroattivamente in ottemperanza alle disposizioni dello IAS 8; in particolare, con riferimento alla Eni East Africa SpA, la modifica ha comportato un incremento della riserva al 1° gennaio 2015 di €553 milioni.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili negative per €19 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 2, D.Lgs. n. 38/2005: la riserva di €19 milioni si incrementa per €63 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 12 maggio 2016 in sede di attribuzione dell'utile 2015 e corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005. La riserva si riduce di €202 milioni in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2016 come di seguito indicato:

(€ milioni)	Snam SpA		Valutazione rimanenze		TOTALE
	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2015	156	[3]	7	[2]	158
Attribuzione utile 2015	49		21	[7]	63
Variazione dell'esercizio 2016	[205]	3			[202]
Riserva al 31 dicembre 2016	0	0	28	[9]	19

- riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale: la riserva negativa di €38 milioni riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di € 22.713 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €21.571 milioni si riduce di €609 milioni per effetto essenzialmente: (i) dell'utilizzo della riserva per la distribuzione del saldo dividendo 2015 (€1.025 milioni); (ii) del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Società Adriatica Idrocarburi SpA avvenuta il 1° ottobre 2016 (€70 milioni); (iii) delle operazioni under common control (€11 milioni). Tali effetti sono in parte compensati: (i) dall'attribuzione a riserva della ripresa di valore di €294 milioni della partecipazione in Versalis SpA relativa alla revoca della classificazione della partecipazione come discontinued operation; (ii) dalla riclassifica della riserva art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005 costituita in sede assembleare per effetto del realizzo avvenuto nel corso del 2016 (€202 milioni). La riserva accoglie gli effetti dell'applicazione del Successful Effort Method (SEM) per la rilevazione dei costi dell'attività esplorativa. In ottemperanza alle disposizioni dello IAS 8, l'effetto della modifica è stato rilevato retroattivamente. La modifica ha comportato in particolare un incremento della riserva al 1° gennaio 2015 di €126 milioni e al 31 dicembre 2015 di €114 milioni;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 di Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più Spa, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni), ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €1.441 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di €0,4 per azione 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.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziati imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €23,91 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli in applicazione IFRS 10 – 11

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2015	2016	31.12.2015	31.12.2016
Eni SpA	2.199	4.543	38.969	41.345
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation	(16)	(22)	593	590
Eni SpA - applicazione IFRS 10 - 11	2.183	4.521	39.562	41.935

36 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €81.613 milioni (€75.473 milioni al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	25.876	41.796	67.672	26.334	44.322	70.656
Imprese collegate e joint venture	6.122	86	6.208	6.122	2.128	8.250
Proprio		1.396	1.396		2.506	2.506
Altri		197	197		201	201
Totale	31.998	43.475	75.473	32.456	49.157	81.613

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €26.334 milioni riguardano:

- per €23.025 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €10.925 milioni;
- per €3.205 milioni le fidejussioni rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €3.132 milioni;
- per €104 milioni le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente da Versalis France SAS e da Syndial SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €6.122 milioni sono relative alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €3 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società del Gruppo Saipem, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €44.322 milioni riguardano:

- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2016 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €1.141 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2016 l'impegno effettivo è di €1.237 milioni;
- per €2.847 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2016 l'impegno effettivo è di €1.904 milioni;
- per €1.898 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2016 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €8.863 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a sua volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Refining & Marketing (€208 milioni), Altre attività e società finanziarie (€605 milioni), Gas & Power (€7.862 milioni) e Chimica (€100 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €3.426 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €2.303 milioni;
- per €1.375 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.329 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €371 milioni le garanzie rilasciate a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) essenzialmente a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari a €369 milioni;
- per €141 milioni i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;

- per €38 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €23 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €2.128 milioni riguardano essenzialmente:

- per €1.988 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €82 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese del Gruppo Saipem. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Union Fenosa SA nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 ammonta a €50 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €2.506 milioni riguardano:

- per €1.496 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €1.010 milioni la garanzia bancaria rilasciata a GasTerra al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione di Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €201 milioni riguardano:

- per €193 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €7 milioni la lettera di patronage rilasciata a favore della banca a fronte del finanziamento concesso alla società partecipata Sigemi Srl (14% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al valore nominale;
- per €1 milione le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relativi al Gruppo Snam. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2016 è pari al nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2015	31.12.2016
Impegni	229	225
Rischi	89	243
	318	468

Gli impegni di €225 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2016 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €129 milioni (€69 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €6 milioni come impegno economico); (ii) gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) per €76 milioni.

I rischi di €243 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nel paragrafo "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;

- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il 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;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Syndial SpA). Al 31 dicembre 2016 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Hedging per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

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 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 classificata come risk reducing (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario.

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, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento. Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio mercato tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio 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'accenramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio mercato tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio mercato commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione:

a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla 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; c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali. Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) 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 al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio mercato liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi 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 finanziarie 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: a) 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); b) 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 la 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 il corso dell'esercizio 2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni, per poi attestarsi sul livello A-/BBB+ nel corso del I semestre 2016, in concomitanza con la discesa del rating della Società.

La seguente tabella riporta 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).

Note al bilancio

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

[€ milioni]	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	4,87	1,55	3,02	2,96	4,26	1,77	2,64	2,47
Tasso di cambio	0,21	0,01	0,05	0,01	0,16	0,01	0,06	0,06

[a] I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla solo Finanza operativa Eni Corporate.

[Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%]

[€ milioni]	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	51,43		21,80		15,99	1,02	6,25	1,08

[a] Il perimetro consiste nella Linea di Business Midstream (esposizioni originanti dalle aree Gas & Power e Refining & Marketing). 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.

[Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP]

[€ milioni]	2015				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica ^(a)	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 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 addizionali 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.

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 SpA dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.174 milioni di cui €40 milioni committed. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €6.235 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 tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	
31.12.2015							
Passività finanziarie a lungo termine	2.293	2.775	1.699	3.396	2.803	7.053	20.019
Passività finanziarie a breve termine	3.687						3.687
Passività per strumenti finanziari derivati	1.524	456	88	41		58	2.167
	7.504	3.231	1.787	3.437	2.803	7.111	25.873
Interessi su debiti finanziari	638	569	446	400	304	1.268	3.625
Garanzie finanziarie	12						12

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
31.12.2016							
Passività finanziarie a lungo termine	2.902	1.947	3.653	3.264	1.260	9.522	22.548
Passività finanziarie a breve termine	4.159						4.159
Passività per strumenti finanziari derivati	843	105	84	1	63	21	1.117
	7.904	2.052	3.737	3.265	1.323	9.543	27.824
Interessi su debiti finanziari	601	479	433	336	232	1.236	3.317
Garanzie finanziarie	124						124

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2016	2017-2020	Oltre	
31.12.2015				
Debiti commerciali	5.227			5.227
Altri debiti e anticipi	1.142	257	23	1.422
	6.369	257	23	6.649

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2017	2018-2021	Oltre	
31.12.2016				
Debiti commerciali	5.333			5.333
Altri debiti e anticipi	876	250	23	1.149
	6.209	250	23	6.482

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 della Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	93	79	66	50	45	298	631
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	9	52	67	33	15	3.411	3.587
Costi relativi a fondi ambientali	144	88	85	66	46	209	638
Impegni di acquisto	9.274	8.234	8.624	8.000	7.124	65.789	107.045
- Gas ^(c)							
Take-or-pay	7.724	7.218	7.715	7.309	6.676	64.255	100.897
Ship-or-pay	1.550	1.016	909	691	448	1.534	6.148
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	9	3	2	2	2	111	129
Altri	76					20	96
Totale	9.605	8.456	8.844	8.151	7.232	69.838	112.126

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

(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.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €2,6 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2017	2018	2019	2020	2021 e Oltre	
Impegni per progetti committed	722	840	616	469	337	2.984
	722	840	616	469	337	2.984

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	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	(508)	(741)		(6)	(85)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	(554)	(8)	(279)	135	1	1.044
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	23			22		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli ^(c)	5.028	3		6.062	(21)	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre imprese disponibili per la vendita ^(d)	368	49				
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(e)	8.570	(375)		7.895	(373)	
- Crediti finanziari ^(c)	12.937	885		9.169	523	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(f)	(6.369)	(231)		(6.209)	(40)	
- Debiti finanziari ^(c)	(24.160)	(1.120)		(26.727)	(832)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €51 milioni di oneri (oneri per €619 milioni nel 2015) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €34 milioni di oneri (oneri per €122 milioni nel 2015).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) operativi".

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni".

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €366 milioni di oneri (oneri per €517 milioni nel 2015) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €7 milioni di oneri (proventi per €142 milioni nel 2015).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2016 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2015		2016	
	Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:				
Attività finanziarie destinate al trading	5.028		6.062	
Rimanenze - Certificati bianchi	28		54	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		746		660
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		27		168
Attività non correnti:				
Altre partecipazioni valutate al fair value	368			
Altre attività finanziarie - Titoli	23		22	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		226		252
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		106		166
Passività correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.067		688
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		457		155
Passività non correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		413		230
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		230		44

Nel corso dell'esercizio 2016 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2016, a fronte di 6,32 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,04 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (2,28 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente colmato mediante ricorso al mercato.

37 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	33.657	27.721
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(4)	(3)
	33.653	27.718

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Gas naturale e GPL	14.262	11.517
Prodotti Petroliferi	12.721	10.395
Energia elettrica e utility	2.731	3.130
GNL	1.629	749
Greggi	883	619
Vettoriamento gas su tratte estere	86	91
Gestione sviluppo sistemi informatici	72	67
Gestione energia	3	1
Altre vendite e prestazioni	1.270	1.152
	33.657	27.721

I ricavi delle vendite e delle prestazioni riguardano la Gas & Power per €15.089 milioni, la Refining & Marketing per €11.729 milioni, la Exploration & Production per €768 milioni e la Corporate per €135 milioni.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2015	2016
Accise su prodotti petroliferi	(8.568)	(8.714)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.660)	(1.570)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(770)	(520)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(333)	(212)
Ricavi operativi relativi a permuta greggi	(33)	(55)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(25)	(5)
	(11.389)	(11.076)

I ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Italia	22.466	20.509
Resto dell'Unione Europea	8.490	5.713
Africa	454	517
Asia	1.553	466
Resto dell'Europa	392	292
Americhe	271	192
Altre aree	27	29
	33.653	27.718

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Parti correlate.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Proventi per attività in joint venture	69	48
Locazioni, affitti e noleggi	57	53
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	7	4
Altri proventi	204	442
	337	547

I proventi per attività in joint venture di €48 milioni riguardano l'addebito ai partners delle prestazioni interne.

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €53 milioni riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

Gli altri proventi di €442 milioni comprendono l'indennizzo assicurativo a carico di Eni Insurance DAC (€217 milioni) relativo all'incidente occorso a dicembre sull'impianto Est presso la raffineria di Sannazzaro.

38 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	22.614	18.361
Costi per servizi	8.154	7.585
Costi per godimento di beni di terzi	534	469
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	269	129
Variazioni rimanenze	870	(68)
Altri oneri	828	771
	33.269	27.247

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2015	2016
Gas naturale	11.066	8.737
Materie prime, sussidiarie	8.006	6.204
Prodotti	2.584	2.578
Semilavorati	736	589
Materiali e materie di consumo	369	353
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(120)	(79)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(27)	(21)
	22.614	18.361

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2015	2016
Trasporto e distribuzione di gas naturale	3.358	3.124
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	1.119	1.121
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	627	535
Progettazione e direzione lavori	446	485
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	807	436
Manutenzioni	365	383
Trasporti e movimentazioni	355	293
Costi di vendita diversi	287	285
Consulenze e prestazioni professionali	272	266
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	317	221
Servizi di modulazione e stoccaggio	161	151
Postali, telefoniche e ponti radio	126	113
Viaggi, missioni e altri	80	112
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	95	88
Compensi di lavorazione	23	20
Altri	961	797
	9.399	8.430
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(957)	(664)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(288)	(181)
	8.154	7.585

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a €122 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €469 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €77 milioni (€150 milioni al 31 dicembre 2015) e canoni per contratti di leasing operativo per €178 milioni (€180 milioni al 31 dicembre 2015). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €129 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2015). I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(€ milioni)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	617	86	75	64	49	45	298
Altri	14	7	4	2	1		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	631	93	79	66	50	45	298

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €129 milioni sono diminuiti di €140 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 30 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €771 milioni includono essenzialmente: (i) l'accantonamento al fondo svalutazione crediti (€366 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€227 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€38 milioni).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Salari e stipendi	874	899
Oneri sociali	250	251
Oneri per benefici ai dipendenti	101	105
Costi personale in comando	80	64
Altri costi	16	24
	1.321	1.343
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(96)	(117)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(68)	(43)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(9)	(4)
	1.148	1.179

Il costo lavoro di €1.179 milioni è aumentato di €31 milioni in relazione alla normale evoluzione della forza lavoro e della dinamica retributiva.

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 31 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2015	2016
Dirigenti	644	665
Quadri	4.340	4.498
Impiegati	6.414	6.559
Operai	1.065	1.078
	12.463	12.800

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €36 milioni e €41 milioni rispettivamente per il 2015 e il 2016 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Salari e stipendi	21	24
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	11	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	2	4
	36	41

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €7,1 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €375 mila (art. 2427, n.16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano sostituito un costo per la Società, 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)	2015	2016
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(619)	(51)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(3)	1
	(622)	(50)

Gli altri oneri operativi netti di €50 milioni (oneri operativi netti di €622 milioni al 31 dicembre 2015) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (€51 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace principalmente del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere da Gas & Power (provento netto di €1 milioni).

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2015	2016
Ammortamenti:		
- immobili, impianti e macchinari	804	729
- attività immateriali	90	86
	894	815
Svalutazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	132	443
	132	443
	1.026	1.258

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.258 milioni sono aumentati di €232 milioni a seguito essenzialmente delle maggiori svalutazioni di asset a gas a seguito del deterioramento dello scenario prezzi.

Per maggiori informazioni sulle svalutazioni, si rinvia alla nota n. 18 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

Radiazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2015	2016
Radiazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	63	209
- attività immateriali		
	63	209

Le radiazioni di €209 milioni riguardano la Refining & Marketing per €193 milioni, relative alla radiazione delle unità di impianto EST danneggiate presso la raffineria di Sannazzaro a seguito dell'evento occorso a inizi dicembre 2016, e la Exploration & Production per €16 milioni.

39 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	2.642	2.149
Oneri finanziari	(2.982)	(2.540)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	3	(21)
	(337)	(412)
Strumenti finanziari derivati	(94)	(34)
	(431)	(446)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(655)	(563)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(52)	(65)
Interessi attivi su depositi e c/c	5	2
Proventi (oneri) da attività finanziarie destinate al trading	3	(21)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	59	66
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(19)	(16)
	(659)	(597)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.834	1.554
Differenze attive da valutazione	464	377
Differenze passive realizzate	(1.562)	(1.344)
Differenze passive da valutazione	(592)	(478)
	144	109
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(45)	(50)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	172	92
Commissioni per servizi finanziari	44	38
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(38)	(32)
Interessi su crediti d'imposta	5	1
Altri proventi	59	19
Altri oneri	(52)	(32)
	145	36
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	33	40
	(337)	(412)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

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

(€ milioni)	2015	2016
Strumenti finanziari derivati su valute	(126)	(11)
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	(1)	(47)
Opzione implicite su prestiti obbligazionari convertibili	33	24
	(94)	(34)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €58 milioni si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

I proventi netti su opzioni di €24 milioni riguardano essenzialmente i proventi realizzati a seguito della chiusura dell'opzione implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA per €26 milioni, pari al fair value al 31 dicembre 2015.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 – Rapporti con parti correlate.

40 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Dividendi	10.366	6.486
Plusvalenze nette da vendite	149	
Altri proventi	49	202
Totale proventi	10.564	6.688
Svalutazioni e perdite	(5.423)	(630)
	5.141	6.058

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Dividendi		
Eni International BV	6.568	5.635
Eni Insurance DAC	30	400
EniPower SpA	66	91
Ecofuel SpA	90	87
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	68	79
Eni Finance International SA	77	77
Eni Gas & Power NV	2.249	46
Floaters SpA	17	13
Transmed SpA		11
Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A.	8	10
Tecnomare SpA	7	6
Transmediterranean Pipeline Ltd		6
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	4	5
Eni Adfin SpA	2	4
Eni Fuel Centro Sud SpA	4	3
Eni Fuel Nord SpA	4	3
Eni Investments Plc	1.021	
Snam SpA	72	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	29	
Galp Energia SGPS SA	21	
Unión Fenosa Gas SA	13	
LNG Shipping SpA	11	
Altre	5	10
	10.366	6.486
Plusvalenze nette da vendite		
Vendita azioni Galp Energia SGPS SA	98	
Vendita azioni Snam SpA	46	
Vendita Società Argentine	5	
	149	
Altri proventi		
Ripresa di valore Versalis SpA		193
Ripresa di valore Eni Fuel SpA		6
Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile	49	
Altri Proventi		3
	49	202
Totale proventi	10.564	6.688

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
Svalutazioni		
Eni Gas & Power NV	2.249	
Versalis SpA	1.541	
Eni Petroleum Co Inc	558	
Eni Investments Plc	365	
Syndial SpA	284	252
Raffineria di Gela SpA	173	100
Eni Angola SpA	141	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	41	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	40	53
Eni West Africa SpA	13	37
Floaters SpA		31
LNG Shipping SpA		27
Tigàz Zrt		27
Servizi Aerei SpA		17
Unión Fenosa Gas SA		9
Agenzia Giornalistica Italia SpA	2	7
EniServizi SpA	1	7
Eni Mozambico SpA	4	3
Altre minori	4	6
	5.416	576
Altri oneri		
Oneri per cessione Snam SpA		32
Oneri per cessione Stogit SpA		21
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		1
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	7	
	7	54
Totale oneri	5.423	630

41 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2015	2016
- IRES	31	44
- IRAP		
Totale imposte correnti	31	44
Imposte differite	49	35
Imposte anticipate ^(a)	(536)	160
Totale imposte differite e anticipate	(487)	195
Totale imposte estere	(10)	(10)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(466)	229
Imposte correnti relative alla joint operation	1	6
Imposte anticipate nette relative alla joint operation	27	(3)
Totale imposte sul reddito joint operation	28	3
	(438)	232

(a) Per il commento alla imposte anticipate si rinvia alla nota n. 21 – Attività per imposte anticipate.

Alla data del 31 dicembre 2016 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2011, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

(€ milioni)	2015		2016			
		Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta	
Utile prima delle imposte	2.572	27,50%	707	3.934	27,50%	1.082
Differenza tra valore e costi della produzione	(2.138)	4,29%		(1.678)	4,28%	
Aliquota teorica		27,50%		27,50%		
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-105,33%			-43,04%	
- perdite fiscali società consolidate		0,5%			-2,11%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		57,97%			3,00%	
- svalutazione anticipate		13,26%			8,82%	
- effetto aliquota		15,24%			0,91%	
- delta aliquota Eni East Africa		0,7%				
- altre variazioni		7,19%			-0,98%	
Aliquote effettiva		17,03%		-5,90%		

Questa differenza è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con un effetto sul tax rate del 43,04%. Questo effetto è stato parzialmente compensato dall'accantonamento al fondo svalutazione delle imposte anticipate (con un effetto sul tax rate dell'8,82%).

42 Esplorazione e valutazione di risorse Oil & Gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative alla Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2015	2016
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	66	6
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	29	26
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	95	32
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	670	697

43 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
- b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
- c) 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;
- d) i contributi a enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2016 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€4 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€4 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€20 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, e fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2015

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015						2015						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati	
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity	
Imprese controllate													
Agip Caspian Sea BV	35				14.464						29	4	
Agip Karachaganak BV	18				3.174		2				19	2	
Agip Oil Ecuador BV	2				121						6		
Ecofuel SpA	3	17			8	208					1	2	
Eni AEP Ltd					112								
Eni Angola SpA	39				3.262						68		
Eni Austria GmbH	3				9					61	1		
Eni Congo SA	53										121		
Eni Deutschland GmbH	70	6			4	93				858	1		
Eni Engineering Ltd	3	24					87				1	2	
Eni Finance International SA	1	1	74	198				1			1		
Eni France Sarl	1				44	151				9	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	111	1			1					558	2	1	
Eni Fuel Nord SpA	109				26					512	2		
Eni Gas & Power France SA	170				49					812			
Eni Gas & Power NV	167	11			160	29	4			425		1	
Eni Insurance Designated Activity Company	6	1			195		24						
Eni International Resources Ltd	7	41					34	60			2	1	
Eni Lasmo Ltd					594						6		
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd					146								
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	26	37			6	277	12	7		96	18	1	
Eni México S. de RL de CV					101								
Eni Middle East BV					465								
Eni Mozambique Engineering Ltd	5	18					74					3	
Eni Norge AS	25	9	1	1	226	130	2				26		
Eni North Africa BV	30	(15)			68	556	(2)				45	5	
Eni Pakistan (M) Ltd Sarl					55								
Eni Petroleum Co Inc	15	2			266		5				20		
Eni Rete oil&nonoil SpA	27	21			9	2	8			467	4	4	
Eni Slovenija Doo	5				8					86			
Eni Suisse SA	8	1				31				106	1		
Eni Trading & Shipping Inc					112								
Eni Trading & Shipping SpA	1.160	1.846	513	1.502	6.965	7.324	198	11		3.351	6	35	(1.237)
Eni ULX Ltd					143								
Eni UK Ltd	8	40			16		57				18		
Eni Usa Gas Marketing LIC	1				1.686								
Eni US Operating Co Inc					827							1	
Eni West Africa SpA	1				67						1		
EniPower Mantova SpA	21	14			6	24	99			107	9		
EniPower SpA	72	213	3		24	108	435	5		273	49	1	
EniServizi SpA	25	11			52	4	121	14		14	19	5	
First Calgary Petroleum LP					1.392								
Floaters SpA	2	18					1	50				1	
LNG Shipping SpA	4	4			1	12		104		16		1	
Nigerian Agip Oil Co Ltd	87	85			75		1				29		

Note al bilancio

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015						2015					
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Raffineria di Gela SpA	12	35			144	6	22	7	16	11	1	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda	2		16	15	343				5			
Saipem Canada Inc												
Saipem Contracting Algeria SpA					82							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					350							
Saipem Ingeniería y Construcciones SLU					238							
Saipem Ltd			2	1	55							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			1	1	50							
Saipem SA		2	29	21	239		24					
Saipem SpA	17	103	78	35	1.402		111	1	2	15		
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd LLC					65							
Syndial SpA	29	91			885		63	25	2	28	3	
Tecnomare SpA	7	31			7		61			5	1	
Tigaz Zrt	1			1	257						2	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		246					308			56		
Versalis SpA	121	38	1	1	1.184	7	7		500	103	5	7
Versalis France Sas					95							
Altre*	282	108	29	4	397	88	75	36	103	334	88	
	2.791	3.060	747	1.780	40.732	9.050	1.833	321	8.379	1.058	170	(1.230)
Imprese collegate e joint venture												
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità)												
Uno					6.122							
Società EniPower Ferrara Srl	17	13			10	10	100		82	14		
Unión Fenosa Gas SA					57						1	
Altre*	14	15			7	10	66	1	13	2	9	
	31	28			6.196	20	166	1	95	16	10	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	30	59					1.033		195	128		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	43	58				419	5	24	307	43		
Gruppo Snam	141	518			3	137	2.002	3	247	20	1	
Gruppo Terna SpA	4	24				17	117	14	2	14	28	12
Altre imprese a controllo statale*	15	29					46	8	26	1	1	
	233	688			3	573	3.203	49	777	206	30	12
Fondi pensione e fondazioni												
		2					4	27				
	3.055	3.778	747	1.780	46.931	9.643	5.206	398	9.251	1.280	210	(1.218)

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

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

Esercizio 2016

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2016					2016						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati Commodity
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	11				14.944					14	3	
Agip Karachaganak BV	8	1			3.279		2			17	3	
Agip Oil Ecuador BV	1				127					4		
Ecofuel SpA	6	18			8	157			2	2	1	
Eni AEP Limited					109							
Eni Angola SpA	37	1			3.205					57	8	
Eni Austria GmbH	9				12				86	1		
Eni Congo SA	23									73	2	
Eni Deutschland GmbH	72	12			3	94			604	2		
Eni Finance International SA	2		156	84						1		
Eni France Sàrl	1	(1)			55	125		(1)	7	1		
Eni Fuel Centrosud SpA									357	1	1	
Eni Fuel Nord SpA									328	1	1	
Eni Fuel SpA	246	26			46		6		633	5	6	
Eni Gas & Power France SA	211				39		(1)		795		1	
Eni Gas & Power NV	560	7			18	20	(9)	1	370	1	1	
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	23						1			50	2	
Eni Insurance Designated Activity Company	220	2			196		26			1	218	
Eni International Resources Limited	5	38					20	43		2	1	
Eni Lasmo plc					614							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	35	39			6	172	3	8	63	21	1	
Eni México S. de RL de CV	3				107					9		
Eni Middle East BV					480							
Eni Mozambique Engineering Ltd	8	17					75			2	8	
Eni Norge AS	15	5	1		239	57	4			22	5	
Eni North Africa BV	15	2			70	66	(2)			29	6	
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl					56							
Eni Pakistan Ltd	5				50					6		
Eni Petroleum US LLC					275							
Eni Suisse SA	8	1				8			78	1		
Eni Trading & Shipping Inc					288							
Eni Trading & Shipping SpA	1.069	1.369	784	602	7.506	6.337	134	18	3.714	18	27	349
Eni ULX Ltd					112							
Eni US Operating Co Inc					664							
Eni USA Gas Marketing LLC	2				1.741							
Eni West Africa SpA	1				69					1		
EniPower Mantova SpA	21	30			6	15	99		90	4		
EniPower SpA	83	202	1		25	100	344	4	241	91		
EniServizi SpA	18	18			32	4	115	10	10	16	6	
First Calgary Petroleum LP					1.438							
Floaters SpA	2	13			1			50		2		
Ieoc Production BV	144	2			2					203	4	
Liverpool Bay Ltd					114							
LNG Shipping SpA	6	5				5	3	64	7			
Nigerian Agip Oil Co Ltd	107	13			78		(1)			28	1	
Raffineria di Gela SpA	5	37			143	4	20	9	6	11	1	
Syndial Servizi Ambientali SpA	28	104			784		95	13	2	26	7	

Note al bilancio

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2016					2016						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	9	68			7		94			7	2	
Tigàz Zrt	1				71		(1)				1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	17	200					359			59		
Versalis France SAS					95							
Versalis SpA	107	57		2	1.146	7	2		378	93	5	7
Altre*	168	111	2		224	28	99	35	50	175	69	
	3.312	2.397	944	688	38.484	7.199	1.487	254	7.821	1.057	391	356
Imprese collegate e joint venture												
Gruppo Saipem	22	102			8.100		93		4	7	1	
Società EniPower Ferrara Srl	16	8			10	9	94		71	6		
Unión Fenosa Gas SA					57				93		1	
Altre*	28	6			1	5	59	2	27	4	7	
	66	116			8.168	14	246	2	195	17	9	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	27	127				28	779		75	89	18	
Gruppo Italgas	54	1					4					
Gruppo Snam	39	540			1	125	1.901	4	97	12		
Gruppo Terna	21	31				1	165	7	5	55		13
GSE - Gestore Servizi Energetici	57	27				206	5	32	344	68	1	
Altre imprese a controllo statale*	27	18					28		59	3		
	225	744			1	360	2.882	43	580	227	19	13
Fondi pensione e fondazioni		2					4	24				
	3.603	3.259	944	688	46.653	7.573	4.619	323	8.596	1.301	419	369

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

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

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Fuel Centrosud SpA, Eni Fuel Nord SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Suisse SA, Eni Austria GmbH). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate e collegate in Italia (Versalis SpA, Eni Trading & Shipping SpA) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Eni Gas & Power NV e Unión Fenosa Gas SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (EniPower SpA, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA e Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sàrl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Agip Caspian Sea BV, Eni Angola SpA, Eni Congo SA, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, leoc Production BV, Nigerian Agip Oil Co Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO impiegato nel giacimento offshore Aquila da Floaters SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA;
- il riconoscimento a Syndial Servizi Ambientali SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA, Eni Insurance Designated Activity Company ed Eni International Resources Ltd). In particolare i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiana, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di gasolio, la vendita di carburante tramite carte di pagamento, la compravendita di gas, titoli ambientali e servizi di trasporto con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica e la vendita di prodotti petroliferi a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema con il Gruppo Terna sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione del gas 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;
- la stipula di contratti derivati su commodity con il Gruppo Terna rispettivamente a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2015

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2015				2015		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
Imprese controllate							
Eni Adfin SpA		179					
Eni Finance International SA	5.955	548	22.016	10	70	(345)	
Eni Finance Usa Inc			3.168		1		
Eni Hewett Ltd			85				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	150				1		
Eni Trading & Shipping Inc			117				
Eni Trading & Shipping SpA	1.554	217	1.291	1	25	4	
EniPower Mantova SpA	92	19			1		
EniPower SpA	109	162			1		
EniServizi SpA	58	10			1		
LNG Shipping SpA		168					
Raffineria di Gela SpA	155				2		
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		1	11		2	124	
Saipem SpA	2.483	2	31		99	256	
Serfactoring SpA	172	22			1		
Società Adriatica Idrocarburi SpA		67					
Sofresid SA						230	
Syndial SpA		2.071	39	1	2		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	555	11			6	(7)	
Versalis SpA	1.274	107	18		35	(8)	
Altre*	346	478	164		21	(36)	
	12.903	4.062	26.940	12	268	218	
Imprese collegate e joint venture							
Società EniPower Ferrara Srl	104	41			2		
Altre*	39	18	12		3		
	143	59	12		5		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale*					1		
					1		
	13.046	4.121	26.952	12	274	218	

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

Esercizio 2016

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2016			2016			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	Discontinued operation
Imprese controllate							
Ecofuel SpA		51				[3]	
Eni Adfin SpA		185					
Eni Finance International SA	7.572	696	27.107	19	108	410	
Eni Finance USA Inc			3.266				
Eni Gas & Power France SA			28				
Eni Hewett Limited			72				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	161				1		
Eni Trading & Shipping Inc		15	104				
Eni Trading & Shipping SpA	176	793	1.474		16	26	
EniPower Mantova SpA	69	12					
EniPower SpA	54	172					
EniServizi SpA	72	20			1		
LNG Shipping SpA		176					
Raffineria di Gela SpA	87				1		
Serfactoring SpA	173	2			1		
Syndial Servizi Ambientali SpA		2.099	39		2		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	402	11			4		
Versalis SpA	150	92	15				
Altre*	135	312	67	2	29	11	
	9.051	4.636	32.172	21	163	444	
Imprese collegate e joint venture							
Gruppo Saipem			82		28	28	
Società EniPower Ferrara Srl	90	46			1		
Altre*	31	21			2		
	121	67	82		31	28	
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti							410
Altre imprese a controllo statale*				3			
				3			410
	9.172	4.703	32.254	24	194	472	410

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

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 36 – Garanzie, Impegni e rischi.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(€ milioni)	31.12.2015			31.12.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	14.561	8.946	61,44	15.658	11.254	71,87
Altre Attività correnti	1.047	565	53,96	1.011	644	63,70
Altre Attività finanziarie	6.969	6.918	99,27	1.428	1.406	98,46
Altre Attività non correnti	786	261	33,21	700	374	53,43
Passività finanziarie a breve termine	3.687	3.573	96,91	4.159	4.006	96,32
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.514	1	0,04	3.014	1	0,03
Debiti commerciali e altri debiti	6.369	3.505	55,03	6.209	3.051	49,14
Altre passività correnti	1.838	1.323	71,98	1.205	632	52,45
Passività finanziarie a lungo termine	17.959	547	3,05	19.554	696	3,56
Altre passività non correnti	1.881	730	38,81	1.366	264	19,33

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

(€ milioni)	2015			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Continuing Operations						
Ricavi della gestione caratteristica	33.653	10.532	31,30	27.718	9.897	35,71
Altri ricavi e proventi	337	123	36,50	547	310	56,67
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	33.269	15.023	45,16	27.247	12.388	45,47
Altri proventi (oneri) operativi	[622]	[1.218]	n.s.	[50]	369	n.s.
Proventi finanziari	2.642	274	10,37	2.149	194	9,03
Oneri finanziari	2.982	12	0,40	2.540	24	0,94
Strumenti finanziari derivati	[94]	[218]	n.s.	[34]	472	n.s.
Discontinued Operations	49	n.s.		355	410	n.s.

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

(€ milioni)	2015	2016
Ricavi e proventi	11.813	12.739
Costi e oneri	[17.630]	[14.053]
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	2.987	[391]
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	[1.976]	[1.541]
Interessi	216	160
Flusso di cassa netto da attività operativa	[4.590]	[3.086]
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	[125]	[44]
Disinvestimenti in partecipazioni e titoli		463
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	[19]	[43]
Variazione crediti finanziari	[3.399]	[3.812]
Flusso di cassa netto da attività di investimento	[3.543]	[3.436]
Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali	913	[1.693]
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	913	[1.693]
Totale flussi finanziari verso entità correlate	[7.220]	[8.215]

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

(€ milioni)	2015			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	13.316	(4.590)	n.s.	6.623	(3.086)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(10.754)	(3.543)	n.s.	(3.618)	(3.436)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.711)	913	n.s.	(2.560)	(1.693)	n.s.

44 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano eventi e operazioni significative non ricorrenti per l'anno 2016.

45 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

46 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2016 di Eni SpA che chiude con l'utile di 4.521.093.313,31 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 4.521.093.313,31 euro, che residua in 3.080.637.260,11 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di 0,4 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 15 settembre 2016, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 6, comma 2, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 19.233.515,44 euro;
 - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,4 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di 0,4 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2016 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,8 euro per azione;
- il pagamento del saldo dividendo 2016 di 0,4 euro per azione il 26 aprile 2017, con data di stacco il 24 aprile 2017 e "record date" il 25 aprile 2017.

28 febbraio 2017

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente
Emma Marcegaglia

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Matteo Caratozzolo, Presidente, Paola Camagni, Alberto Falini, Marco Lacchini e Marco Seracini nominati dall'Assemblea degli Azionisti dell'8 maggio 2014 il cui mandato scade con la prossima Assemblea del 13 aprile p.v.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge secondo le Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono altresì i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. A questo proposito il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale di Eni ai sensi della normativa statunitense". Il regolamento è stato successivamente più volte modificato, da ultimo in data 28 maggio 2014 ed è pubblicato nel sito www.eni.com. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, al Collegio Sindacale compete altresì il ruolo di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" che prevede specifiche funzioni di vigilanza sul processo di informativa finanziaria, sull'efficacia dei sistemi di controllo interno, di revisione interna, di gestione del rischio e sulla revisione legale dei conti annuali e consolidati. Tale ruolo è stato riformulato con effetto dal 1° gennaio 2017 dal D.Lgs. n. 135/2016 di recepimento della Direttiva Europea 56/2014 che ha modificato il D.Lgs. 39/2010 e, a partire dall'entrata in vigore delle nuove disposizioni, il Collegio ha puntualmente tenuto conto di tale riformulazione nello svolgimento delle proprie attività.

Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione DEM/6031329 del 7 aprile 2006, il Collegio rappresenta quanto segue:

- (a) ha vigilato sulla osservanza della legge e dello Statuto;
- (b) ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- (c) non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate; nel corso dell'esercizio la Società non ha acquistato azioni proprie;
- (d) il Collegio Sindacale ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emessa il 18 novembre 2010 e aggiornata il 19 gennaio 2012, ai principi indicati nel regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e sue successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. Inoltre nella riunione del 17 marzo 2017 il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento e, anche alla luce del mutato assetto organizzativo interno, ha condiviso l'opportunità di procedere a limitati interventi di aggiornamento. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione finanziaria annuale, ha fornito esauritiva illustrazione sulle operazioni poste in essere con società controllate e con altre parti correlate esplicitandone gli effetti economici, nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione;
- (e) la Società di revisione legale ha rilasciato, in data odierna, le relazioni ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 39/2010, nella formulazione in vigore alla data del 31 dicembre 2016, rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2016, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards – IFRS – adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato di Eni forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni SpA e del Gruppo Eni al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Inoltre, le suddette relazioni, senza rilievi, riportano quale richiamo di informativa il rinvio alle disclosure del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato relative alla descrizione degli effetti connessi con l'adozione, su base volontaria e retroattiva, del cd. Successfull Effort Method nella rilevazione e valutazione dei costi delle attività di esplorazione degli idrocarburi. Infine, con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio;
- (f) la Società di revisione ha rilasciato in data odierna la Relazione sulle Questioni Fondamentali emerse in sede di revisione legale ai sensi dell'art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/2010 nella formulazione in vigore alla data del 31 dicembre 2016;
- (g) la Società di revisione legale ha rilasciato in data 15 settembre 2016 il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del c. civ. relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di amministrazione in pari data;
- (h) nel corso dell'esercizio e sino alla data della presente relazione sono pervenute sette denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile: sei da parte dell'azionista Tommaso Marino e una da parte dell'azionista Marco Bava. Le denunce presentate dall'azionista Tommaso Marino hanno avuto ad oggetto: (i) con due denunce, il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Potenza per asserite violazioni di norme a tutela dell'ambiente

nell'attività produttiva del Centro Oli di Viggiano in Val D'Agri, di cui alla successiva lettera (o) di questa Relazione; (ii) con due denunce il presunto coinvolgimento di Eni e/o di suoi dipendenti ed ex dipendenti nelle vicende oggetto di procedimenti giudiziari in corso segnatamente in relazione all'acquisizione del giacimento OPL 245 in Nigeria, di cui alla successiva lettera (o) di questa relazione; (iii) i rapporti tra Eni ed una parte correlata ad un amministratore con riferimento all'esautività di una risposta data in sede assembleare; (iv) l'utilizzo di spazi pubblicitari da parte di Eni sulla carta stampata. La denuncia dell'azionista Marco Bava ha avuto ad oggetto le medesime circostanze dell'ultima denuncia dell'Azionista Marino, in merito all'utilizzo di spazi pubblicitari sulla carta stampata. Il Collegio ha approfondito tutte le denunce ricevute sulla base degli esiti delle verifiche interne ed esterne affidate ad esperti indipendenti che, ove del caso, hanno considerato anche la documentazione resa disponibile dalle Autorità inquirenti, e mediante incontri con i vertici delle strutture aziendali competenti. Ad esito di tali approfondimenti, il Collegio non ha riscontrato elementi per ritenere fondate le irregolarità prospettate;

- (i) la section 301 del Sarbanes and Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione.

In applicazione di tale disposizione nella riunione del 19 novembre 2014 il Collegio ha esaminato ed approvato la Procedura "Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero", successivamente emessa il 22 dicembre 2014 in sostituzione della pre-vigente procedura approvata dal Collegio Sindacale il 17 gennaio 2013. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi, anche in forma confidenziale o anonima. Tale procedura, la cui conformità alle best practice è stata verificata da consulenti esterni indipendenti, fa parte degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline Anti-Corruzione di cui costituisce uno degli allegati (Allegato E) e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa.

A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2016 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2016 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 103 fascicoli di segnalazioni [64 nel 2015], di cui n. 73 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno e gestione dei rischi [52 nel 2015] e 30 relativi ad altre materie [12 nel 2015]. Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit e dagli Organismi di Vigilanza competenti, nel corso del 2016 sono stati chiusi n. 111 fascicoli [98 nel 2015], di cui n. 73 [64 nel 2015] afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi e 38 [34 nel 2015] relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 73 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit, è risultato che 18 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati [5 nel 2015], con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 30 fascicoli [27 nel 2015] gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 25 fascicoli [32 nel 2015], ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi. Al 31 dicembre 2016, restavano aperti n. 29 fascicoli [37 al 31 dicembre 2015], di cui n. 19 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno e gestione dei rischi [19 al 31 dicembre 2015]. Nel 2016 Saipem ha cessato di essere una società controllata di Eni per effetto della cessione del 12,503% del capitale sociale a CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano) con la contestuale entrata in vigore del patto parasociale stipulato con la stessa CDP Equity SpA diretto a realizzare un controllo congiunto di Eni e CDP Equity SpA su Saipem e pertanto le attività di vigilanza sulle segnalazioni Saipem non sono più di competenza di questo Collegio Sindacale. Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea;

- (j) non è a conoscenza di altri fatti o di esposti di cui dare menzione all'Assemblea;
- (k) in allegato alle Note al bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA e alle società controllate dalla Società di revisione legale, EY e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Alla EY non sono stati attribuiti incarichi non consentiti ai sensi delle normative applicabili ad Eni.

Tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla EY ai sensi dell'art. 17, comma 9, del D.Lgs. 39/2010 e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e pubblicata sul proprio sito internet;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo;

il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della EY;

- (l) ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali; (2) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate rilevanti ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni; (3) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa anche sulle controllate estere;
- (m) con propria delibera del 28 aprile 2016, ha definito preventivamente i criteri cui intende attenersi nell'adempimento dell'obbligo di comunicazione alla Consob di cui all'art. 149, comma 3, TUF, anche al fine di consentire alla Società di adeguare le proprie procedure così come è prontamente avvenuto;
- (n) ha approfondito le novità normative in tema di revisione legale apportate dal Regolamento Europeo 537/2014 e dal D.Lgs. 135/2016 di recepimento della Direttiva Europea 56/2014 che ha modificato il D.Lgs. 39/2010, con particolare riguardo alla riformulazione del ruolo e dei compiti attribuiti al Collegio Sindacale in qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile;

- [o] ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi; (ii) l'esame delle Relazioni semestrali ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile e sul Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria; (iii) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione; (iv) l'esame della Relazione dell'Internal Audit sul Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi Eni; (v) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit; (vi) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri Stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa sistematicamente al Collegio dalla Direzione Affari Legali; (vii) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (viii) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione legale, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act, nonché della Relazione dalla medesima rilasciata ai sensi dell'art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/2010 nella formulazione in vigore alla data del 31 dicembre 2016; (ix) i rapporti con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del D.Lgs. 58/98; (x) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato; (xi) la prosecuzione di specifiche iniziative di vigilanza, già avviate nel corso dell'esercizio 2014, in relazione ad alcune contestazioni formulate da autorità giudiziarie italiane ed estere. In particolare relativamente all'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria (descritta nella nota n. 38 della relazione finanziaria annuale, sezione "Contenziosi"), oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane che hanno disposto il sequestro temporaneo del titolo minerario, il Collegio Sindacale, preso atto della chiusura delle indagini preliminari da parte della predetta Procura, congiuntamente con l'Organismo di Vigilanza, ha esteso l'incarico forensic affidato nel 2014 e 2015 ad un primario studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, al fine di valutare se alla luce degli atti e dei documenti accessibili a seguito della chiusura delle indagini preliminari da parte della Procura di Milano, di quelli resi disponibili dalle Autorità inquirenti nigeriane nonché di ogni altra informazione utile allo scopo dell'indagine resasi disponibile, potessero essere confermate o meno le conclusioni raggiunte a seguito delle verifiche precedentemente svolte sulla vicenda e dalle quali a giudizio dell'esperto indipendente non erano emerse evidenze di condotte illecite da parte della Società. Agli esiti di tali ulteriori verifiche lo Studio Legale internazionale incaricato ha confermato le proprie precedenti conclusioni. Con riferimento al procedimento avviato da autorità italiane e straniere su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria (descritto nella nota n. 38 della relazione finanziaria annuale, sezione "Contenziosi"), il Collegio Sindacale, preso atto, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dell'esito dell'udienza preliminare del 27 luglio 2016 che ha disposto il rinvio a giudizio di Eni, quale persona giuridica ai sensi della legge 231, dell'ex Amministratore Delegato e del Chief Upstream Officer, monitora con attenzione mediante incontri periodici con la Direzione legale e con la difesa della Società l'evoluzione processuale. Il Collegio Sindacale ha altresì seguito gli sviluppi del procedimento avviato nel 2016 dalla Procura della Repubblica di Potenza per asserite violazioni di norme a tutela dell'ambiente nell'attività produttiva del Centro Oli di Viggiano in Val D'Agri (descritto nella nota n. 38 della relazione finanziaria annuale, sezione "Contenziosi"). Il Collegio in particolare ha preso atto della sospensione di tale attività produttiva e delle iniziative tempestivamente assunte e pianificate dalla Società al fine di dimostrare il rispetto dei requisiti previsti dalle norme ambientali e dalle best practice internazionali in materia, che hanno condotto al provvedimento di dissequestro degli impianti da parte della Procura e al successivo riavvio degli stessi in data 12 agosto 2016. Il Collegio continuerà a monitorare l'evoluzione delle indagini;
- [p] ha preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2016 ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione. Nel 2016 il Collegio Sindacale ha espresso parere favorevole alla modifica della composizione dell'Organismo di Vigilanza di Eni SpA approvata dal Consiglio di Amministrazione anche a seguito della riorganizzazione aziendale che ha visto la creazione, alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato, della nuova Direzione Compliance Integrata. La modifica ha riguardato la composizione dell'OdV estesa al Direttore della Compliance mantenendo nel meccanismo decisionale dell'Organismo di Vigilanza, la prevalenza ai voti espressi dai componenti esterni;
- [q] ha tenuto riunioni con i responsabili della Società di revisione legale, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;
- [r] ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione, da ultimo, del 25 febbraio 2016 per recepire le modifiche introdotte nel Codice di Autodisciplina nel luglio 2015. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;
- [s] con riferimento alla disposizione di cui all'art. 36, comma 1, lettera e) del Regolamento Mercati (Delibera Consob n. 16191 del 29.10.2007, aggiornato con le modifiche apportate dalla delibera n. 18214 del 9.05.2012), relativa alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, segnala che – alla data del 31 dicembre 2016 – le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del Sistema Eni di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative;

- (t) nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2016, il Collegio si è riunito 18 volte con la partecipazione di tutti i suoi componenti ed ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione con la sola eccezione per l'assenza giustificata di un Sindaco ad una riunione del Collegio e ad una riunione del CdA, quest'ultima a causa di un problema tecnico di collegamento. Nel corso del 2016 il Sindaco Marco Seracini ha inoltre effettuato n. 4 attività individuali di controllo, al fine di riferirne al Collegio, nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla precedente lettera (i) della presente Relazione. Inoltre, il Collegio Sindacale, nella sua interezza ha partecipato a tutte le 13 riunioni del Comitato Controllo e Rischi e per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione nonché ad alcune riunioni dell'Organismo di Vigilanza.

Conclusioni.

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2016 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

22 marzo 2017

Matteo Caratozzolo



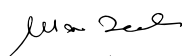
Paola Camagni



Alberto Falini



Marco Lacchini



Marco Seracini



Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2016.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio 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 d'esercizio 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.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze.

28 febbraio 2017

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Relazione sul bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della Eni S.p.A., costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2016, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note esplicative.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Responsabilità della società di revisione

E' nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio d'esercizio sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio d'esercizio. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio d'esercizio dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio d'esercizio nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 2.950.000,00 I.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Richiamo d'Informativa

Richiamiamo l'attenzione sulla Nota 4 "Modifica dei criteri contabili" del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2016, che descrive l'adozione, su base volontaria, del "Successful Efforts Method" quale criterio di rilevazione e valutazione dei costi delle attività di esplorazione degli idrocarburi. Il nuovo criterio è stato applicato retroattivamente a tutti i dati presentati ai fini comparativi.

Il nostro giudizio non contiene rilievi con riferimento a tale aspetto.

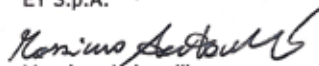
Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, la cui responsabilità compete agli amministratori della Eni S.p.A., con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2016.

Roma, 22 marzo 2017

EY S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

Allegati 2016

310 Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2016

310 Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2016

336 Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

339 Allegato alle Note del bilancio di esercizio

347 Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2016

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2016

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2016, nonché delle altre partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede

operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2016 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	26	151	177						
Imprese consolidate joint operation				9	5	14			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	3	25	28	19	33	52			
Valutate con il metodo del costo	6	7	13	3	31	34	5	24	29
	9	32	41	22	64	86	5	24	29
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllo congiunto					3	3			
					3	3			
Totale imprese	35	183	218	31	72	103	5	24	29

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

Società controllate e a controllo congiunto residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

La Legge 28 dicembre 2015, n. 208, (Legge di stabilità 2016), con decorrenza 1° gennaio 2016, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche i regimi fiscali, anche speciali, di Stati o territori si considerano privilegiati laddove il livello nominale di tassazione risulti inferiore al 50 per cento di quello applicabile in Italia, da tale nozione sono esclusi gli Stati appartenenti all'Unione Europea ovvero quelli appartenenti allo Spazio Economico Europeo con i quali l'Italia abbia stipulato un accordo che assicuri un effettivo scambio di informazioni.

Al 31 dicembre 2016 Eni controlla 9 società residenti in Stati o territori che

applicano un regime fiscale privilegiato individuati dall'art. 167, comma 4 del TUIR, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 9 società, 5 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Le restanti 4 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione del livello di tassazione cui sono sottoposte. Delle 9 società, 8 rivengono dalle acquisizioni di Lasmo Plc, di Burren Energy Plc, di attività congolese della Maurel & Prom e di attività indonesiane di Hess Corporation. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi considerati a regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2016 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

Impresa consolidante

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,76 4,34 0,91 68,99

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	24.103.200	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

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

[#] Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesto	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd⁽⁹⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.
Burren Energy (Services) Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd (L) Burren En. (Berm) Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd (L) Burren En. (Berm) Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Shakti Ltd⁽⁸⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd (ex Eni Ivory Coast Ltd)	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Croazia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.004	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Engineering E&P Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	40.000.001	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd⁽⁸⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City [Messico]	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 [.]	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US LLC	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [.]	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.

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

Imprese controllate

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,64	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	963.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [..]		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.

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

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
First Calgary Petroleum Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	29.075.343	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
000 "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Tecnomare Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	Tecnomare SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

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

[8] Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

[9] Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Gas e Luce SpA (ex Eni Medio Oriente SpA)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA Eni Gas & Power NV	94,73 5,27	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

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

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	788.579,55	LNG Shipping SpA Eni Gas & Power NV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Francia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni Gas & Power NV	Vilvoorde (Belgio)	Belgio	EUR	31.925.264	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	Ets SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Wind Belgium NV	Vilvoorde (Belgio)	Belgio	EUR	5.494.500	Eni Gas & Power NV Eni International BV	99,77 0,23	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA Eni Gas & Power NV Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft (in liquidazione)	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	62.066.000	Tigáz Zrt	100,00	98,99	C.I.
Tigáz Tisztántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.486.070.500	Eni SpA Soci Terzi	98,99 1,01	98,99	C.I.

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

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio AgipGas Sabina (in liquidazione)	Cittaducale (RI)	Italia	EUR	5.160	Eni Fuel SpA	100,00		Co.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA (ex Eni Rete oil&nonoil SpA)	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralöhlh. GmbH Eni International BV	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esaccontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 [..]	100,00	C.I.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
000 "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 [..]		P.N.

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

Chimica

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

In Italia

Consorzio Industriale Gas Naturale (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo ScpA	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.

All'estero

Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd (in liquidazione)	Shanghai (Cina)	Cina	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	CDF	1.000.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Pacific Trading Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Lyndhurst, Hampshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

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

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA	Roma	Italia	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Soci Terzi	99,65 0,35	99,65	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,83	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	2.474.225.632	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Designated Activity Company (ex Eni Insurance Ltd)	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.

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

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.000.000	Eni SpA	100,00		Co.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Syndial Servizi Ambientali SpA (ex Syndial SpA - Attività Diversificate)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	422.269.480,70	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

All'estero

Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.

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

Imprese a controllo congiunto e collegate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni East Africa SpA^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	71,43 28,57	71,43	J.O.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.

All'estero

Agiba Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	11.277.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
CARDÓN IV SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	17.210.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Company^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Tamsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	Canada	CAD	0,10	Unimar Llc	100,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
InAgip doo^(†)	Zagabria (Croazia)	Croazia	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Llc "Westgasinvest" ^(†)	Lviv (Ucraina)	Ucraina	UAH	2.000.000	Eni Ukraine Hold. BV	50,01		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	49,99		
Mellitah Oil & Gas BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	leoc Production BV	25,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	75,00		
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Eni North Africa BV	50,00		Co.
North El Burg Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	50,00		
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV	37,50		Co.
PetroBicentenario SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	410.500.000	Soci Terzi	62,50		
PetroJunín SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	2.591.100.000	leoc Exploration BV	30,00		Co.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	220.300.000	Soci Terzi	70,00		
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA	25,00		Co.
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	75,00		
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV	50,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	50,00		
Rovuma Basin LNG Land Limitada ^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	leoc Production BV	22,50		Co.
Shatskormneftegaz Sàrl ^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Soci Terzi	77,50		
Shorouk Petroleum Company ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Eni East Africa SpA	33,33		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Soci Terzi	66,67		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Energy Russia BV	33,33		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Soci Terzi	66,67		
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS ^(†)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	7.850.000	Eni Tunisia BV	50,00		Co.
Tecninco Engineering Contractors LLP ^(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	Eni Tunisia BV	50,00		
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Eni International BV	50,00		P.N.
Unimar LLC ^(†)	Houston (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Soci Terzi	50,00		
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	285.000.000	Tecnomare SpA	49,00		P.N.
VIC CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	1.315.912	Soci Terzi	51,00		
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	leoc Exploration BV	25,00		Co.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Soci Terzi	75,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Eni America Ltd	50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co ^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Soci Terzi	50,00		Co.
Zetah Noumbi Ltd	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	100	Eni International BV	33,33		P.N.
					Soci Terzi	66,67		
					Eni Lasmo Plc	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
					Eni Lasmo Plc	50,00		P.N.
					Soci Terzi	50,00		
					Unimar Llc	100,00		
					Unimar Llc	100,00		
					leoc Exploration BV	50,00		Co.
					Soci Terzi	50,00		
					Burren En. Congo Ltd	37,00		Co.
					Soci Terzi	63,00		

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Mariconsult SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
Transmed SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

Blue Stream Pipeline Co BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA (ex Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE)^(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	266.309.200	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GreenStream BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd^{(†) (19)}	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Turul Gázvezeték Építő és Vagyongkezelő Részvénytársaság^(†)	Tatabánya (Ungheria)	Ungheria	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas SA^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

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

[†] L'impresa è a controllo congiunto.

[19] Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA^(†)	Ravenna	Italia	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petrolig Srl^(†)	Genova	Italia	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Petroven Srl^(†)	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
SeaPad SpA^(†)	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Servizi Milazzo Srl^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Termica Milazzo Srl^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburoil SA^(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	7.098.752,57	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralöhl. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,29 14,29 14,28 57,14		Co.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VEF	12.086.744,84	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

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

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrìca SpA^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Newco Tech SpA^(†)	Novara	Italia	EUR	500.000	Versalis SpA Genomatica Inc.	80,00 20,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	33,16 4,38 62,46		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

All'estero

Lotte Versalis Elastomers Co Ltd^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	192.000.010.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

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

[†] L'impresa è a controllo congiunto.

Corporate e Altre attività

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(a) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Saipem SpA ^(#) ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(b) 0,70 68,76		P.N.

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

[#] Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

[†] L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo:	Syndial SpA	48,00
	Soci Terzi	52,00
(b) Quota di Controllo:	Eni SpA	30,76
	Soci Terzi	69,24

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33	Co.

All'estero

Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NANV Srl Soci Terzi	20,48 79,52	Co.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	845.104.523,19	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	Co.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^[a]	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	Co.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NANV Srl Soci Terzi	10,40 89,60	Co.
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68	Co.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69	Co.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

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

[a] Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	Co.

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

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	13,27 86,73	Co.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA⁽¹⁴⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	Co.

All'estero

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	145.758	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	Co.
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	Co.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolier de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	Co.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	23	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	Co.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	Co.

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

(a) Azioni senza valore nominale.

(14) La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA Soci Terzi	10,00 ^(a) 0,78 89,22	Co.
Mip Politecnico di Milano - Graduate School of Business ScpA	Milano	Italia	EUR	150.000	Eni Corporate U.SpA Soci Terzi	10,67 89,33	Co.

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

a) Quota di Controllo: Eni SpA 10,08
Soci Terzi 89,92

Variazioni dell'area di consolidamento
verificatesi nell'esercizio

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Continuing Operations

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 5)

Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Isatay BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Maroc BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware	Chimica	Sopravvenuta rilevanza

Imprese escluse (n. 11)

ACAM Clienti SpA	La Spezia	Gas & Power	Fusione
Eni Fuel Centrosud SpA	Roma	Refining & Marketing	Fusione
Eni Fuel Nord SpA	San Donato Milanese	Refining & Marketing	Fusione
Società Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino	Exploration & Production	Fusione
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd (in liquidazione)	Shanghai	Chimica	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Hungaria Zrt	Budaörs	Refining & Marketing	Cessione
Eni Middle East Ltd	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Papalang Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Popodi Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Slovenija doo	Lubiana	Refining & Marketing	Cessione
Eni South Salawati Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione

Imprese consolidate joint operation

Imprese incluse (n. 1)

Termica Milazzo Srl	Milazzo	Refining & Marketing	Acquisizione del controllo congiunto

Discontinued Operations

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese escluse (n. 62)

Saipem SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Denuke Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Smacemex Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Boscongo SA	Pointe-Noire	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Global Petroprojects Services AG	Zurigo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Moss Maritime AS	Lysaker	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Moss Maritime Inc	Houston	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
North Caspian Service Co Llp	Almaty	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Petrex SA	Iquitos	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Professional Training Center Llc	Karakayan	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
PT Saipem Indonesia	Jakarta	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saigut SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saimep Limitada	Maputo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saimexicana SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem America Inc	Wilmington	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Australia Pty Ltd	West Perth	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Canada Inc	Montréal	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Contracting Algeria SpA	Algeri	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Contracting Netherlands BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Contracting PREP SA	Panama	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Drilling Norway AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Finance International BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem India Projects Private Ltd	Chennai	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU	Madrid	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem International BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc	Tripoli	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Ltd	Kingston Upon Thames - Surrey	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl	Lussemburgo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo

Variazioni dell'area di consolidamento
verificatesi nell'esercizio

Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Norge AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Offshore Norway AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Canical	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem SA	Montigny-Le-Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Services México SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Singapore Pte Ltd	Singapore	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipem Ukraine Llc (in liquidazione)	Kiev	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sigurd Rück AG	Zurigo	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Ltd (in liquidazione)	Londra	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sofresid SA	Montigny-Le-Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Sonsub International Pty Ltd	Sydney	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo

Imprese consolidate joint operation

Imprese escluse (n. 2)

Ship Recycling Scarl	Genova	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo
Saipon Snc	Montigny-Le-Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione del controllo

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2016

ACAM Clienti SpA – La Spezia

L'Assemblea del 18 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €13.390,54 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. Il Consiglio di Amministrazione di Acam Clienti SpA nell'adunanza del 4 aprile 2016 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 7 aprile 2016 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Acam Clienti SpA in Eni. Il Consiglio di Amministrazione di Acam Clienti SpA nell'adunanza del 25 luglio 2016 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 28 luglio 2016, hanno approvato la fusione per incorporazione. 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.

Adriaplin doo – Lubiana (Slovenia)

L'Assemblea del 19 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €3.074.719,07 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €1.000.000, portando a nuovo l'utile residuo di €1.920.983,12. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a €510.000, in data 22 settembre 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €6.608.036,85, pari al 51% del capitale sociale di €12.956.935.

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

L'Assemblea del 27 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €1.779.926 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva per copertura perdite. L'Assemblea del 17 ottobre 2016 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2016 che chiude con la perdita di €1.874.133 e ha deliberato la ricapitalizzazione della società, tramite aumento della riserva per copertura perdite, per €4.300.000 mediante versamento dell'azionista di pari importo. In pari data, Eni ha versato la somma di €4.300.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €2.000.000.

Consorzio Condecò Santapalomba (in liquidazione) – Pomezia

L'Assemblea del 7 ottobre 2016 ha approvato il bilancio finale di liquidazione, che chiude con l'utile di €38.171, e il piano di riparto con l'assegnazione ai Consorziati di disponibilità bancarie di €342.881 e di un credito di imposta di €27.478. Eni ha incassato €293.485 in data 8 novembre 2016.

L'impresa risulta cancellata alla data del 10 novembre 2016.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €67.150.863, di cui €3.516.982 derivanti dall'applicazione degli IFRS 11, e ha deliberato di distribuire un dividendo di €87.000.000, pari a €0,87 per azione, utilizzando allo scopo parte delle riserve distribuibili per €23.366.119. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €37.000.000, in data 20 maggio 2016, una seconda tranche pari a €25.000.000 in data 20 settembre 2016 ed una terza tranche, pari a €25.000.000, in data 20 dicembre 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Adfin SpA – Roma

L'Assemblea dell'8 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €4.075.130,79 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €3.947.884,56, pari a €0,024 per azione, e di destinare alla riserva disponibile l'utile residuo di €127.246,23. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €3.933.649,99 in data 25 aprile 2016. In data 21 giugno 2016, Eni ha acquistato n. 12.621 azioni del valore nominale di €0,52, pari allo 0,008% del capitale sociale, per un corrispettivo di €15.420,72. In data 21 dicembre 2016, Eni ha acquistato n. 126 azioni del valore nominale di €0,52, pari allo 0,0001% del capitale sociale, per un corrispettivo di €153,95.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 163.902.083 azioni a n. 163.914.830 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 99,64719% del capitale sociale di €85.537.498,80.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €264.628.425,79 e ha deliberato di coprire la perdita tramite l'utilizzo integrale della riserva copertura perdite future di €10.049.717,49, l'utilizzo integrale della riserva in conto

capitale di €158.000.000, l'azzeramento del capitale sociale di €20.200.000 e il versamento in denaro a copertura delle residue perdite di €76.378.708,30. L'Assemblea ha altresì deliberato la ricostituzione del capitale sociale all'importo originario di €20.200.000 e la costituzione di una riserva in conto capitale di €200.421.291,70 mediante versamento in denaro. In pari data, Eni ha versato la somma di €297.000.000. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 4 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €82.060,27 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €4.103,01, di distribuire un dividendo di €40.000, pari a €0,01 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di € 37.957,26. Eni ha incassato il dividendo in data 28 aprile 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 1° aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di \$313.822.874,61 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di \$15.691.143,73, di distribuire un dividendo di \$124.475.789,52, pari a \$17,91 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di \$28.794,80 e portando a nuovo l'utile residuo di \$173.684.736,16. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$41.839.568,91 in data 1° aprile 2016. L'Assemblea ha altresì deliberato la riduzione del capitale sociale da \$3.475.036.000 a \$2.474.225.632, tramite la riduzione del valore nominale di ciascuna delle 6.950.072 azioni da \$500 a \$356, con rimborso agli azionisti in proporzione del numero di azioni della società da essi posseduto. Eni ha incassato la quota di propria spettanza, pari a \$336.398.544,00, in data 20 giugno 2016. L'Assemblea del 15 dicembre 2016 ha deliberato di distribuire un dividendo di \$124.197.786,64, pari a \$17,87 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$41.746.124,87 in data 15 dicembre 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di \$356, pari al 33,61262% del capitale sociale di \$2.474.225.632.

Eni Fuel Centrosud SpA – Roma

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €3.069.840 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €2.916.348, pari a €0,138873 per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 12 maggio 2016. Il Consiglio di Amministrazione della Eni Fuel Centrosud SpA nell'adunanza del 1° marzo 2016 e il Consiglio di Amministrazione della Eni Rete Oil&Nonoil SpA nell'adunanza del 24 febbraio 2016 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Eni Fuel Centrosud SpA nella Eni Rete Oil&Nonoil SpA, società interamente controllate da Eni. Le Assemblee delle società tenutesi entrambe il 13 aprile 2016 hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 15 settembre 2016, con efficacia giuridica ed effetti contabili e fiscali dal 1° ottobre 2016.

Eni Fuel Nord SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €1.229.408 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €10.764.609, pari a €1,1132 per azione, utilizzando allo scopo la riserva sovrapprezzo azioni per €7.790.575 e utili portati a nuovo per €2.974.034. Eni ha incassato il dividendo in data 13 maggio 2016. Il Consiglio di Amministrazione della Eni Fuel Nord SpA nell'adunanza del 29 febbraio 2016 e il Consiglio di Amministrazione della Eni Rete Oil&Nonoil SpA nell'adunanza del 24 febbraio 2016 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Eni Fuel Nord SpA nella Eni Rete Oil&Nonoil SpA, società interamente controllate da Eni. Le Assemblee delle società, tenutesi entrambe il 13 aprile 2016, hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 15 settembre 2016, con efficacia giuridica ed effetti contabili e fiscali dal 1° ottobre 2016.

Eni Fuel SpA (ex Eni Rete Oil&Nonoil SpA) – Roma

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €279.171 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €1.000.000, pari a €0,03639 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva di utili portati a nuovo per €734.787. Eni ha incassato il dividendo in data 31 maggio 2016. Il Consiglio di Amministrazione della Eni Rete Oil&Nonoil SpA nell'adunanza del 24 febbraio 2016 e il Consiglio di Amministrazione della Eni Fuel Nord SpA nell'adunanza del 29 febbraio 2016 e della Eni Fuel Centrosud SpA nell'adunanza del 1° marzo 2016 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Eni Fuel Nord SpA e della Eni Fuel Centrosud SpA nella Eni Rete Oil&Nonoil SpA, società interamente controllate da Eni. Le Assemblee delle società, tenutesi il 13 aprile 2016, hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 15 settembre 2016, con efficacia giuridica ed effetti contabili e fiscali dal 1° ottobre 2016. L'Assemblea del 1° luglio 2016 della Eni Rete Oil&Nonoil SpA ha deliberato di aumentare il capitale sociale di €794.310 mediante l'emissione di n. 794.310 nuove azioni del valore nominale di €1, da liberarsi mediante conferimento in natura da parte di Eni del ramo d'azienda "enjoy". L'atto di conferimento è stato stipulato in data 15 settembre 2016 con effetto dalla data di efficacia della fusione. In data 1° ottobre 2016, con l'efficacia della fusione e del conferimento del ramo "enjoy", il capitale sociale della società è aumentato da €274.80.000 a €58.944.310 e la denominazione sociale della società è stata modificata in "Eni smart consumer SpA". L'Assemblea del 1° ottobre 2016 ha deliberato la modifica della denominazione sociale in "Eni Fuel SpA", con efficacia contestuale alla data dell'Assemblea.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 27.480.000 azioni a n. 58.944.310 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €58.944.310.

Eni Gas e Luce SpA (ex Eni Medio Oriente SpA) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 4 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €191.805,78 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea del 3 agosto 2016 ha approvato la modifica della denominazione sociale in Eni Gas e Luce SpA.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 6.655.992 azioni, del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.655.992.

Eni Gas & Power NV – Vilvoorde (Belgio)

L'Assemblea del 20 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €19.756.684 e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €940.794, il riporto a nuovo per €18.815.890. L'Assemblea del 10 maggio 2016 ha deliberato la modifica della sede sociale da Bruxelles a Vilvoorde con decorrenza 29 maggio 2016. L'Assemblea del 22 dicembre 2016 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di €17.875.095,64. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €17.875.073,10 in data 28 dicembre 2016. L'Assemblea ha altresì deliberato la riduzione del capitale sociale da €413.248.823,14 a €31.925.264 senza riduzione del numero delle azioni e la riduzione delle riserve legali di €27.579.945. Eni incasserà entrambi gli importi nel 2017, decorsi due mesi dalla pubblicazione della delibera per la riduzione del capitale sociale sulla "Belgisch Staatsblad" (Gazzetta Ufficiale belga).

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 792.876 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99987% del capitale sociale di €31.925.264.

Eni Gas Transport Services Srl – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €48.486,74 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €46.100, portando a nuovo l'utile residuo di €9,90. Eni ha incassato il dividendo in data 6 maggio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €120.000, pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Insurance Designated Activity Company (ex Eni Insurance Ltd) – Dublino (Irlanda)

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €95.051.219,14 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €400.000.000, pari a €4 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €306.662.080,70 e portando a nuovo l'utile residuo di €1.713.299,84. Eni ha incassato il dividendo in data 20 aprile 2016. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €100.000.000 a €500.000.000, mediante l'emissione di n. 400.000.000 nuove azioni del valore nominale di €1. In data 20 aprile 2016, Eni ha versato la somma di €400.000.000. L'Assemblea ha inoltre deliberato la conversione e la registrazione della società come "designated activity company limited by share", in base all'articolo 56(1) del "Companies Act 2014", e la contestuale modifica della denominazione sociale in "Eni Insurance Designated Activity Company".

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 100.000.000 azioni a n. 500.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €500.000.000.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 9 maggio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di \$1.943.571 migliaia e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva sovrapprezzo azioni. L'Assemblea del 7 giugno 2016 ha deliberato un aumento del capitale proprio di \$3.450.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo. In data 9 giugno 2016, Eni ha versato la somma di \$3.450.000 migliaia. L'Assemblea ha altresì deliberato di distribuire un dividendo di \$3.450.000 migliaia. Eni ha incassato il dividendo in data 9 giugno 2016. L'Assemblea del 13 dicembre 2016 ha deliberato un aumento del capitale proprio di \$2.700.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo. In data 15 dicembre 2016, Eni ha versato la somma di \$2.700.000 migliaia. L'Assemblea ha inoltre deliberato di distribuire un dividendo di \$2.700.000 migliaia. Eni ha incassato il dividendo in data 15 dicembre 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 4 maggio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di £4.054.308 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 4 maggio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di \$41.369.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 30 novembre 2016 ha deliberato la restituzione all'azionista di maggioranza Eni di una quota delle riserve in conto capitale precedentemente versate pari a \$750.000.000. In pari data, Eni ha incassato la somma \$750.000.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela

L'Assemblea del 21 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €53.634.831,27 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €3.470.082,05 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni New Energy SpA – San Donato Milanese

In data 20 dicembre 2016 è stata costituita la società Eni New Energy SpA con un capitale sociale di €5.000.000, rappresentato da n. 5.000 azioni prive di indicazione del valore nominale. In data 16 dicembre 2016, Eni ha versato la somma di €5.000.000 a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale di €5.000.000.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2016 è rappresentata da n. 5.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €5.000.000.

Eni Petroleum Co Inc – Dover (USA)

L'Assemblea del 24 febbraio 2016 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di \$170.000.000 mediante versamento pro quota degli azionisti. In data 26 febbraio 2016 Eni ha versato la quota di propria spettanza di \$108.556.832,69.

L'Assemblea del 9 marzo 2016 ha approvato l'incremento della riserva in conto capitale di ulteriori \$400.000.000 mediante versamento pro quota degli azionisti. In data 11 marzo 2016 Eni ha versato la quota di propria spettanza di \$255.427.841,63.

L'Assemblea del 9 maggio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di \$1.168.673.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di \$50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di \$156.600.000.

EniPower SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €95.415.269,76 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €90.620.498,72, pari a €0,0959 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €24.007,55. Eni ha incassato il dividendo in data 29 aprile 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

EniServizi SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 6 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €623.899,05 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva di utili portati a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €1.220.151,07 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.841.517.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma

L'Assemblea del 22 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €5.135.640,10 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 56.875.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 94,7338% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €14.126.633,02 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva in conto capitale di €25.000.000. In pari data, Eni ha versato €25.000.000. In data 6 giugno 2016 la società ha richiamato la seconda e ultima tranche di €24.000.000 della riserva copertura perdite future deliberata il 18 aprile 2014. In data 6 giugno, Eni ha versato €24.000.000. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

Eni Zubair SpA (in liquidazione) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2016 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €300.414 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva in conto capitale. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Floaters SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €12.883.115,34 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €32.019.200, pari a €0,16 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €19.136.084,66. Eni ha incassato il dividendo in data 10 maggio 2016. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ieoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €1.509.341 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva copertura perdite future. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 18.331 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €18.331.000.

LNG Shipping SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €30.489.488,47 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo degli utili a nuovo per €3.386,06, l'utilizzo della riserva per apporti in conto capitale per €45.322,89, l'utilizzo della riserva per sovrapprezzo azioni per €30.440.779,52. L'Assemblea ha altresì deliberato di trasferire il residuo della riserva sovrapprezzo azioni di €13.350.493,30 a riserva legale. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA – Gela

L'Assemblea dell'11 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €178.844.872,58 e ha deliberato di coprire la perdita mediante la riduzione del capitale sociale di €15.000.000, l'utilizzo della riserva per copertura perdite di €159.016.246,27, l'utilizzo degli utili di esercizi precedenti di €259.799,41 e il versamento da parte dell'azionista di €142.000.000, impiegati per la copertura della perdita residua di €4.568.826,90, la ricostituzione del capitale sociale di €15.000.000 e la costituzione di una riserva per copertura perdite di €122.431.173,10. In data 11 aprile 2016, Eni ha versato la somma di €142.000.000. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €2.639.447,74 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva di utili portati a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bombe Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 13 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €93.025 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Società Adriatica Idrocarburi SpA – San Giovanni Teatino (CH)

L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €39.559.104,20 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva sovrapprezzo azioni. Il Consiglio di Amministrazione di Società Adriatica Idrocarburi SpA nell'adunanza del 5 aprile 2016 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 7 aprile 2016 hanno approvato il progetto di fusione della società interamente controllata Società Adriatica Idrocarburi SpA in Eni. Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 25 maggio 2016 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 26 maggio 2016 hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 26 settembre 2016, con efficacia giuridica dal 1° ottobre 2016, ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2016.

Società Petrolifera Italiana SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €2.461.648,46 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,33, pari al 99,96413% del capitale sociale di €24.103.200.

Syndial Servizi Ambientali SpA (ex Syndial SpA – Attività Diversificate) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €284.104.348,71 e ha deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale da €421.947.684,55 a €137.843.335,84. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €137.843.335,84 a €422.269.480,70 mediante l'emissione di n. 198.899.402 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 14 aprile 2016, Eni ha sottoscritto n. 198.898.930 azioni prive di indicazione del valore nominale. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato € 284.425.469,90. In data 20 maggio 2016, Eni ha sottoscritto n. 466 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €666,38. L'Assemblea del 14 aprile 2016 ha inoltre deliberato di modificare la denominazione sociale della società in "Syndial Servizi Ambientali SpA", mantenendo invariata la forma abbreviata "Syndial SpA".

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 198.898.930 azioni a n. 397.798.326 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99988% del capitale sociale di € 422.269.480,70.

Tecnomare – Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA – Venezia

L'Assemblea del 12 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €5.751.967,08 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €5.748.000, pari a €14,37 per azione, portando a nuovo l'utile residuo per €3.967,08. Eni ha incassato il dividendo in data 29 settembre 2016. L'Assemblea del 10 novembre 2016 ha deliberato la costituzione di una riserva in conto capitale per €55.000.000. In data 22 dicembre 2016 Eni ha versato la somma di €55.000.000. L'Assemblea del 12 dicembre 2016 ha deliberato la modifica della denominazione sociale in "EniProgetti SpA", con efficacia dal 1° gennaio 2017.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság – Hajdusoboszló (Ungheria)

L'Assemblea del 19 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con una perdita di 1.583.000.000 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo. In data 23 giugno 2016, a seguito dell'iscrizione nel Registro delle imprese Ungherese sono divenuti effettivi gli esiti della delibera Assembleare del 3 novembre 2015 relativa all'aumento di capitale di 8.486.070.500 fiorini ungheresi, di cui 4.243.035.250 fiorini ungheresi a titolo di sovrapprezzo azioni di. In data 8 giugno 2016, Eni ha versato la somma di 8.481.612.500 fiorini ungheresi, di cui 4.240.806.250 fiorini ungheresi a titolo di sovrapprezzo, per la sottoscrizione di n. 16.963.225 azioni ordinarie di nuova emissione.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 16.638.913 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi a n. 33.602.138 azioni del valore nominale di 250 fiorini ungheresi, pari al 98,99204% del capitale sociale di 8.486.070.500 fiorini ungheresi.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €79.383.586,54 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €79.383.204, pari a €722,98 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €211,26 e portando a nuovo l'utile residuo di €593,80. Eni ha incassato il dividendo in data 26 aprile 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 29 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €1.228.879.157 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea dell'8 giugno 2016 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 marzo 2016 che chiude con la perdita di

€31.737.194, che sommata alla perdita relativa all'esercizio 2015 di €1.228.879.157, ammonta complessivamente a €1.260.616.351. L'Assemblea, preso atto dell'avvenuta rinuncia da parte di Eni SpA alla restituzione di crediti finanziari concessi alla Versalis SpA per un ammontare pari a €1.072.006.351,00, e preso altresì atto che, ai sensi dell'art. 88 comma 4-bis del D.P.R. 917/1986, l'importo del credito oggetto di rinuncia corrisponde al suo valore fiscale, ha deliberato di coprire la perdita complessiva di €1.260.616.351, quanto a €1.072.006.351,00 mediante utilizzo per pari importo della riserva generatasi a seguito della rinuncia ai suddetti crediti, e quanto ai residui €188.610.000,00 mediante riduzione proporzionale del capitale sociale da €1.553.400.000 a €1.364.790.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 1.553.400.000 azioni a n. 1.364.790.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.364.790.000.

Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2016

Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE – Larissa (Grecia)

L'Assemblea del 31 marzo 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €10.535.552,66, e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e a riserva straordinaria, di distribuire un dividendo di €9.976.284,54. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.888.379,43 in data 29 aprile 2016. L'Assemblea del 30 agosto 2016, in relazione al processo di liberalizzazione del mercato del gas in Grecia, ha approvato il conferimento del ramo d'azienda inerente l'attività di vendita gas alla Thessaloniki-Thessaly Gas Supply Company S.A. L'operazione di conferimento è divenuta efficace in data 30 dicembre 2016 a seguito dell'approvazione della Camera di Commercio greca. L'Assemblea del 17 novembre 2016 ha approvato la fusione per incorporazione nella società Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A, con efficacia 30 dicembre 2016.

Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly S.A. (ex Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE) – Ampelokipi-Menemeni (Grecia)

L'Assemblea del 31 marzo 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di € 21.876.673,79, e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di € 20.721.700,10. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di € 10.153.633,05 in data 29 aprile 2016. L'Assemblea del 30 agosto 2016, in relazione al processo di liberalizzazione del mercato del gas in Grecia, ha approvato il conferimento del ramo d'azienda inerente l'attività di vendita gas alla Thessaloniki-Thessaly Gas Supply Company S.A. L'operazione di conferimento è divenuta efficace in data 30 dicembre 2016 a seguito dell'approvazione della Camera di Commercio greca. L'Assemblea del 17 novembre 2016 ha approvato la modifica della denominazione sociale in Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly S.A. e ha altresì deliberato la fusione per incorporazione della società Eteria Parohis Aeriou Thessalia AE, con efficacia 30 dicembre 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015, è variata da n. 94.839.500 azioni a n. 130.491.508 azioni del valore nominale di € 1, pari al 49% del capitale sociale di € 266.309.200.

Mariconsult SpA – Milano

L'Assemblea del 28 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €308.549,49 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €354.000, pari a €177 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €45.450,51. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €177.000 in data 24 maggio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Saipem SpA – San Donato Milanese

In data 22 gennaio 2016, Eni ha ceduto n. 55.176.364 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 12,503% del capitale sociale di Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano SpA, per un corrispettivo di €463.238.681,60. Nel mese di febbraio 2016, si è perfezionato l'aumento di capitale di Saipem SpA di circa €3,5 miliardi, deliberato con assemblea del 2 dicembre 2015. In data 11 febbraio 2016, Eni ha sottoscritto n. 2.953.432.746 azioni prive di indicazione del valore nominale. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €1.069.142.654,05. L'Assemblea del 29 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €126.555.266,87 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva da sovrapprezzo azioni per €54.909.005,94, della riserva da operazioni under common control per €18.253.019,98, della riserva utili su cambi "ex art. 2426 bis c.c." per €4.856.975,48, della riserva da fair value piani di incentivazione per €13.486.742,37 e della riserva per avanzo di fusione per €35.049.523,10.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è variata da n. 189.423.307 a n. 3.087.679.689 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 30,54153% del capitale sociale di €2.191.384.693.

Seram SpA – Fiumicino

L'Assemblea del 27 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €442.877,33 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 28 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €9.001.867,53 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva non distribuibile ai sensi dell'art. 2426 – 8 bis del codice civile di €220.430, di distribuire un dividendo di €22.500.000, pari a €93,75 per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo di €13.498.132,47. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €11.250.000 in data 23 maggio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea del 13 luglio 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di \$21.419.359, e ha deliberato, previa copertura delle perdite portate a nuovo degli esercizi precedenti di \$8.206.813, di distribuire un dividendo di \$13.196.800, pari a \$12,80 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di \$15.746. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$6.598.400 in data 19 luglio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di \$10, pari al 50% del capitale sociale di \$10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 15 giugno 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €84.926.824,67 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato la copertura delle perdite di €84.926.824,67 mediante l'utilizzo delle riserve disponibili.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60 pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

Imprese joint operation al 31 dicembre 2016**Eni East Africa SpA – San Donato Milanese**

L'Assemblea del 15 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con la perdita di €50.257.228,82 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva in conto capitale. Il Consiglio di Amministrazione del 24 giugno 2016 ha approvato la costituzione di un Patrimonio Destinato ad uno specifico affare denominato "Operatorship" con versamento da parte della sola Eni di un fondo di dotazione pari a €100.000. Eni ha versato la somma di €100.000 in data 1° luglio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 14.285.714 azioni del valore nominale di €1, pari al 71,42857% del capitale sociale di €20.000.000.

Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 Aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude con l'utile di €5.618.381,61 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €6.170.000, pari a €2 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €551.618,39. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.319.000 in data 11 maggio 2016.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo

L'Assemblea del 29 aprile 2016 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2015 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2015 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2016 (€ migliaia)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	9.800
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	132
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi ⁽¹⁾	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	1.293
Revisione legale dei conti	i) Revisore della capogruppo ⁽²⁾	i) Società controllate	3.227
	ii) Rete del revisore della capogruppo ⁽³⁾	ii) Società controllate	8.037
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ⁽⁴⁾	i) Società controllate	76
	ii) Rete del revisore della capogruppo	ii) Società controllate	161
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo	i) Società controllate	0
	ii) Rete del revisore della capogruppo	ii) Società controllate	0
Altri servizi ⁽⁵⁾	Revisore della capogruppo	i) Società controllate	175
	Rete del revisore della capogruppo	ii) Società controllate	406
Totale			23.307

[1] Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo da EY SpA sono relativi principalmente all'emissione negative assurance su relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi, al supporto all'identificazione delle aree di intervento per migliorare la qualità ed affidabilità dei dati ambientali oggetto di monitoraggio e reporting di Eni R&M e alla revisione del bilancio di sostenibilità.

[2] Di cui €99 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

[3] Di cui €84 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

[4] Di cui €0,5 migliaia per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto - joint operation.

[5] Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate da EY SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alle verifiche sui riaddebiti dei costi.

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.com

**Eni SpA**

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale al 31 dicembre 2016:
euro 4.005.358.876 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma,
codice fiscale 00484960588
partita IVA 00905811006
Sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

Pubblicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta
ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998
Integrated Annual Report
Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito
presso la US Securities and Exchange Commission
Fact Book (in italiano e in inglese)
Eni in 2016 (in inglese)
Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno
redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 2 del D.Lgs. 58/1998
Interim consolidated report as of June 30
Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari
redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998
(in italiano e in inglese)
Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi
dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

Sito internet: eni.com

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

ADR - Shareholder Information

BNY Mellon Shareowner Services
P.O. Box 30170
College Station, TX 77842-3170
shrrelations@bnymellon.com

Copertina: Korus - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Varigrafica Alto Lazio - Viterbo

Stampato su carta ecologica: Gardapat 13 Kiara - Cartiere del Garda

