

"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 accentrare 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 (Direzioni/Società) alla Direzione 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), accentra 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'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 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 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 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 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

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

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 tutto il corso dell'esercizio 2014 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio ponderato pari ad A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2014 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2013) 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).

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

(€ milioni)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	3,67	1,49	2,07	2,15	4,42	1,29	2,05	2,49
Tasso di cambio	0,37	0,07	0,14	0,24	0,23	0,03	0,09	0,12

[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)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	108,13	36,59	59,92	66,44	44,20	4,02	21,46	4,02
Trading ^(b)	7,50	1,36	4,11	2,93	5,57	0,46	3,04	0,87

[a] Il perimetro consiste nella Direzione MidStream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading&Shipping portafoglio Commerciale e consociate estere delle Divisioni operative. Per quanto riguarda la Direzione 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 della Direzione 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)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica ^(a)	0,12	0,02	0,10	0,11	0,28	0,09	0,14	0,26

[a] L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata a 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 di 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; (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) fronteggiare identificati 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, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (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; (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 €15 miliardi; al 31 dicembre 2014 il programma risulta utilizzato per €13,3 miliardi.

Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve; il rating attribuito da Standard & Poor's è al momento sotto revisione per un possibile declassamento (Credit Watch Negative); Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook stabile. 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. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nel 2014 è stato emesso un bond per €1 miliardo nell'ambito del programma EMTN.

Al 31 dicembre 2014, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.141 milioni, di cui €40 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.597 milioni, di cui €647 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano pressoché tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari, compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

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.

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.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
31.12.2013							
Passività finanziarie a lungo termine	1.926	3.143	3.076	2.710	1.102	8.452	20.409
Passività finanziarie a breve termine	4.495						4.495
Passività per strumenti finanziari derivati	961	256	3	26	22	124	1.392
	7.382	3.399	3.079	2.736	1.124	8.576	26.296
Interessi su debiti finanziari	693	618	568	481	359	1.215	3.934
Garanzie finanziarie	97						97

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
31.12.2014							
Passività finanziarie a lungo termine	3.180	3.104	2.745	1.321	2.402	7.899	20.651
Passività finanziarie a breve termine	3.799						3.799
Passività per strumenti finanziari derivati	2.278	114	26	39	43	79	2.579
	9.257	3.218	2.771	1.360	2.445	7.978	27.029
Interessi su debiti finanziari	667	617	531	409	367	1.364	3.955
Garanzie finanziarie	18						18

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2014	2015-2018	Oltre	
31.12.2013				
Debiti commerciali	7.354			7.354
Altri debiti e anticipi	1.124	226	23	1.373
	8.478	226	23	8.727

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2015	2016-2019	Oltre	
31.12.2014				
Debiti commerciali	8.377			8.377
Altri debiti e anticipi	1.157	224	23	1.404
	9.534	224	23	9.781

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
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	118	117	103	90	41	133	602
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)		3	11	15	45	3.256	3.330
Costi relativi a fondi ambientali	211	101	65	61	49	256	743
Impegni di acquisto	17.425	15.361	14.587	14.259	13.561	126.844	202.037
- Gas ^(c)							
Take-or-pay	15.359	13.881	13.155	13.103	12.563	123.603	191.664
Ship-or-pay	2.066	1.480	1.432	1.156	998	3.241	10.373
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	2	116	130
Altri	76					20	96
Totale	17.833	15.585	14.769	14.428	13.698	130.625	206.938

[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.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4 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
	2015	2016	2017	2018	2019 e Oltre	
Impegni per progetti committed	971	578	490	421	39	2.499
	971	578	490	421	39	2.499

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

(€ milioni)	2013			2014		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Patrimonio netto		Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading ^(a)	(282)	(267)		(180)	188	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	(191)	8	(227)	(462)	(5)	(232)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli ^(c)	5.004	4		5.024		
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre imprese disponibili per la vendita ^(d)	2.770	168	11	1.744	(221)	
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(e)	13.040	(280)		14.042	(269)	
- Crediti finanziari ^(c)	8.597	1.547		10.749	616	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(f)	(8.478)	76		(9.534)	(222)	
- Debiti finanziari ^(c)	(25.249)	(2.088)		(24.687)	(1.083)	

a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €80 milioni di oneri (oneri per €193 milioni nel 2013) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €268 milioni di proventi (oneri per €74 milioni nel 2013).

b) Gli effetti a conto economico 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 €383 milioni di oneri (oneri per €277 milioni nel 2013) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €114 milioni di proventi (oneri per €3 milioni nel 2013).

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:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;

b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);

c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2014 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2013		2014	
	Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:				
Attività finanziarie destinate al trading	4.461	543	5.024	
Rimanenze - Certificati bianchi	20		34	
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading		589		1.659
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		14		40
Attività non correnti:				
Altre partecipazioni valutate al fair value	2.770		1.744	
Altre attività finanziarie - Titoli	20		20	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		310		238
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		6		
Passività correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading		751		1.776
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		210		502
Passività non correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		430		301
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		1		

Nel corso dell'esercizio 2014 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 verosimilmente 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 2014, a fronte di 5,38 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,24 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,14 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente colmato mediante ricorso al mercato.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

34 Ricavi

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

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	48.012	42.356
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	8	(?)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(2)	1
	48.018	42.350

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

(€ milioni)	2013	2014
Gas naturale e GPL	19.924	17.013
Prodotti Petroliferi	18.901	16.465
Energia elettrica e utility	3.880	3.387
GNL	1.786	1.988
Greggi	1.900	1.809
Vettoriamiento gas su tratte estere	151	103
Gestione sviluppo sistemi informatici	104	69
Gestione energia	9	5
Altre vendite e prestazioni	1.357	1.517
	48.012	42.356

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (€17.013 milioni) riguardano le vendite di gas in Italia per €9.697 milioni (35,5 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per €6.470 milioni (24,12 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (€846 milioni).

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (€16.465 milioni) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (€4.392 milioni), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (€3.668 milioni), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (€4.095 milioni), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (€2.184 milioni), le vendite per combustibile navi e avio (€2.126 milioni).

I ricavi da energia elettrica e utility (€3.387 milioni) riguardano le vendite a terzi (€2.299 milioni) e a società controllate (€1.088 milioni), in particolare in Italia.

I ricavi da vendita GNL (€1.988 milioni) riguardano essenzialmente vendite a terzi.

I ricavi da vendita greggi (€1.809 milioni) riguardano le vendite a società controllate.

I ricavi da vettoriamiento gas su tratte estere (€103 milioni) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (€69 milioni) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (€5 milioni) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (€1.517 milioni) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (€793 milioni); la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (€70 milioni) e da acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale rispettivamente da Electrabel Italia e da GDF Suez SA (€97 milioni), le prestazioni di trasporto per oleodotto (€25 milioni) e di trasporto marittimo e controstaillie (€16 milioni), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le Raffinerie Eni (€27 milioni) e le prestazioni di magazzino e bunkeraggi (€5 milioni).

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

(€ milioni)	2013	2014
Accise	(9.402)	(8.853)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.925)	(1.821)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.157)	(997)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(236)	(326)
Ricavi operativi relativi a permuta greggi	(81)	(62)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(32)	(32)
	(12.833)	(12.091)

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 40 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Proventi per attività in joint venture	45	69
Locazioni, affitti e noleggi	64	63
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	6	2
Altri proventi	156	225
	271	359

I proventi per attività in joint venture di €69 milioni riguardano l'addebito ai partner delle prestazioni interne.

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €63 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 Petrolog Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

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)	2013	2014
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	37.232	30.633
Costi per servizi	8.673	8.048
Costi per godimento di beni di terzi	684	644
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.003	142
Variazioni rimanenze	289	1.620
Altri oneri	636	695
	48.517	41.782

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

(€ milioni)	2013	2014
Gas naturale	17.408	14.115
Materie prime, sussidiarie	14.104	11.081
Prodotti	4.031	3.951
Semilavorati	1.511	1.265
Materiali e materie di consumo	372	434
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(175)	(182)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(19)	(31)
	37.232	30.633

I costi per approvvigionamento del gas naturale di €14.115 milioni sono diminuiti di €3.293 milioni per effetto principalmente della riduzione dei prezzi d'acquisto a fronte della rinegoziazione di alcuni contratti di approvvigionamento di lungo termine.

I costi di acquisto materie prime e sussidiarie di €11.081 milioni sono diminuiti di €3.023 milioni a seguito della riduzione del volume degli acquisti e della riduzione del costo medio di approvvigionamento.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2013	2014
Trasporto e distribuzione di gas naturale	3.210	3.040
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	1.036	1.112
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	698	900
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	754	676
Progettazione e direzione lavori	514	462
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	417	371
Trasporti e movimentazioni	388	357
Consulenze e prestazioni professionali	336	309
Manutenzioni	335	324
Costi di vendita diversi	293	296
Servizi di modulazione e stoccaggio	162	170
Postali, telefoniche e ponti radio	153	149
Compensi di lavorazione	409	137
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	201	118
Viaggi, missioni e altri	119	80
Altri	1.003	894
	10.028	9.395
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(1.154)	(1.071)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(201)	(276)
	8.673	8.048

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 €644 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €220 milioni (€259 milioni al 31 dicembre 2013) e canoni per contratti di leasing operativo per €190 milioni (€185 milioni al 31 dicembre 2013). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €145 milioni (€140 milioni al 31 dicembre 2013). 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	519	94	92	85	74	41	133
Altri	83	24	25	18	16		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	602	118	117	103	90	41	133

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €142 milioni sono diminuiti di €861 milioni essenzialmente per effetto della circostanza che nel 2013 furono rilevati maggiori accantonamenti a fronte di contratti onerosi della Gas & Power. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 29 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

La variazione rimanenze di €1.620 milioni include l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi correnti dell'esercizio. Gli altri oneri di €695 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti (€383 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€131 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal Gestore Servizi Energetici GSE, 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 (€72 milioni).

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Salari e stipendi	806	856
Oneri sociali	231	243
Oneri per benefici ai dipendenti	66	86
Costi personale in comando	58	75
Altri costi	197	[19]
	1.358	1.241
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	[93]	[92]
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	[61]	[68]
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	[?]	[8]
	1.197	1.073

Il costo lavoro di €1.073 milioni è diminuito di €124 milioni in relazione essenzialmente ai minori oneri di incentivazione all'esodo e comprende oneri per programmi a contributi definiti per €54 milioni.

Gli altri costi includono l'utilizzo per esuberanza dei fondi mobilità lunga dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013 - 2014 per effetto delle caratteristiche del personale che ha aderito al piano e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010 - 2011.

Numero medio dei dipendenti

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

(€ milioni)	2013	2014
Dirigenti	607	643
Quadri	4.091	4.359
Impiegati	6.236	6.556
Operai	1.242	1.143
	12.176	12.701

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

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

In seguito alla scadenza delle opzioni relative all'assegnazione 2008 del Piano di stock option 2006-2008, al 31 dicembre 2014 non sono in essere piani di stock option. Il Piano di stock option 2006-2008 era stato approvato dall'Assemblea degli azionisti di Eni SpA del 25 maggio 2006 e successivamente Eni non ha più deliberato piani di incentivazione basati sull'assegnazione di strumenti finanziari.

I Piani di stock option prevedevano l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti di Eni e delle società controllate (escluse le società quotate) più direttamente responsabili dei risultati aziendali o di interesse strategico. I diritti di opzione davano la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali di Borsa nel mese precedente l'assegnazione o, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione. Al 31 dicembre 2014 non ci sono opzioni in essere.

L'evoluzione dei diritti di opzione nel 2014 è costituita dal carry-over dei diritti assegnati negli anni precedenti, come di seguito illustrato:

	2012			2013			2014		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^[a] (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^[a] (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^[a] (€)
Diritti esistenti al 1° gennaio	11.873.205	23,101	15,941	8.259.520	23,545	18,457	2.980.725	22,540	17,533
Diritti esercitati nel periodo	(93.000)	16,576	16,873						
Diritti decaduti nel periodo	(3.520.685)	22,233	16,637	(5.278.795)	24,112	16,278	(2.980.725)	22,540	19,766
Diritti esistenti al 31 dicembre	8.259.520	23,545	18,457	2.980.725	22,540	17,533			
di cui: esercitabili al 31 dicembre	8.243.205	23,544	18,457	2.969.450	22,540	17,533			

[a] Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

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 €34 milioni e €39 milioni rispettivamente per il 2013 e il 2014 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Salari e stipendi	22	22
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	11	10
Indennità per cessazione rapporto di lavoro		6
	34	39

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €10,1 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €419 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(193)	(80)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	25	1
	(168)	(79)

Gli altri oneri operativi netti di €79 milioni (oneri operativi netti di €168 milioni al 31 dicembre 2013) 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 (€80 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dalla Gas & Power (provento netto di €1 milione).

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2013	2014
Ammortamenti:		
- immobili, impianti e macchinari	776	804
- attività immateriali	184	296
	960	1.100
Svalutazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	778	160
- attività immateriali	2	
	780	160
	1.740	1.260

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.260 milioni sono diminuiti di €480 milioni a seguito essenzialmente della circostanza che nel 2013 furono rilevate maggiori svalutazioni (€618 milioni) in particolare degli impianti di raffinazione (€432 milioni).

Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 14 - Immobili, Impianti e Macchinari e n. 16 - Attività immateriali.

36 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	2.080	1.426
Oneri finanziari	(2.464)	(1.919)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	4	24
	(380)	(469)
Strumenti finanziari derivati	(91)	330
	(471)	(139)

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

(€ milioni)	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(659)	(680)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(72)	(52)
Interessi attivi su depositi e c/c	27	12
Proventi netti da attività finanziarie destinate al trading	4	24
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	94	66
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(27)	(21)
	(633)	(651)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.669	692
Differenze attive da valutazione	84	371
Differenze passive realizzate	(1.555)	(823)
Differenze passive da valutazione	(79)	(234)
	119	6
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(49)	(59)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	109	128
Commissioni per servizi finanziari	50	52
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(26)	(32)
Interessi su crediti d'imposta	3	44
Altri proventi	23	61
Altri oneri	(27)	(58)
	83	136
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	51	40
	(380)	(469)

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

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

(€ milioni)	2013	2014
Strumenti finanziari derivati su valute	(55)	258
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	5	4
Opzione implicite su prestiti obbligazionari convertibili	(41)	68
	(91)	330

I proventi netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €330 milioni si determinano per effetto: (i) 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, (ii) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su cambi posti in essere dalla Gas & Power (onere netto di €6 milioni).

I proventi netti su opzioni di €68 milioni riguardano la valutazione al fair value delle opzioni implicite dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (€45 milioni) e in azioni ordinarie Snam SpA (€23 milioni). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

37 Proventi (oneri) su partecipazioni

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

(€ milioni)	2013	2014
Dividendi	9.888	6.992
Plusvalenze nette da vendite	173	97
Altri proventi	175	10
Totale proventi	10.236	7.099
Svalutazioni e perdite	(1.834)	(1.576)
	8.402	5.523

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Dividendi		
Eni International BV	6.966	6.523
Ecofuel SpA	116	116
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	132	80
Eni Finance International SA	57	67
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	90	63
Snam SpA	72	43
Unión Fenosa Gas SA		23
Galp Energia SGPS SA	43	22
Eni Insurance Ltd	27	10
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	11	10
LNG Shipping SpA	153	6
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	6	5
Tecnomare SpA	11	4
Eni Adfin SpA	4	4
Eni Investments Plc	1.964	
Saipem SpA	129	
EniPower SpA	85	
Altre	22	16
	9.888	6.992
Plusvalenze nette da vendite		
Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Galp Energia SGPS SA	67	77
Vendita azioni Galp Energia SGPS SA	31	19
Vendita azioni Snam SpA	67	
Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Snam SpA	8	
Vendita Isontina Reti Gas SpA		1
	173	97
Altri proventi		
Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile	158	10
Proventi da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile	10	
Rivalutazione Immobiliare Est SpA	7	
	175	10
Totale proventi	10.236	7.099

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Svalutazioni		
Versalis SpA	630	546
Società Adriatica Idrocarburi SpA		278
Syndial SpA	299	255
Raffineria di Gela SpA	21	107
Eni West Africa SpA	20	47
Società Ionica Gas SpA	331	32
Eni Mozambico SpA	8	21
Eni Gas & Power NV	308	
Eni East Africa SpA	86	
Tigáz Zrt	81	
Ieoc SpA	20	
Distribuidora de Gas del Centro SA	9	
Eni Adfin SpA	8	4
Altre minori	12	10
	1.833	1.300
Altri oneri		
Oneri da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile		231
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA		15
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		30
Vendita azioni Est Reti Elettriche SpA	1	
	1	276
Totale oneri	1.834	1.576

38 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
- IRES	60	9
- IRAP	(9)	1
Addizionale Legge n.7/09	(184)	824
Totale imposte correnti	(133)	834
Imposte differite	42	(47)
Imposte anticipate	790	214
Svalutazione imposte anticipate ^(a)	(903)	(500)
Totale imposte differite e anticipate	(71)	(333)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(204)	501
Imposte correnti relative alla joint operation	(5)	1
Imposte anticipate nette relative alla joint operation	25	54
Totale imposte sul reddito joint operation	20	55
	(184)	556

[a] Per il commento alla svalutazione delle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 19 - Attività per imposte anticipate.

Alla data del 31 dicembre 2014 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2009 compreso, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA, ad eccezione degli effetti delle liquidazioni dell'IRES consolidata per il periodo d'imposta 2005 per la società Snamprogetti SpA e per il periodo d'imposta 2008 per la società Versalis SpA, già incluse nel consolidato fiscale.

La differenza del 41,76% tra il tax rate effettivo (-14,26%) e teorico (27,50%), inclusivo delle joint operation, è riferibile essenzialmente alla differenza (40,15%) tra il tax rate effettivo (-12,65%) e teorico (27,50%⁽¹⁰⁾) di Eni SpA.

[10] Nel 2013 l'aliquota teorica del 38% comprendeva l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia, cosiddetta Robin Tax, con effetto dal 1° gennaio 2008 e gli ulteriori incrementi di 1 punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008) e 4 punti percentuali con effetto 1° gennaio 2011 come previsto dal Decreto Legge n. 138/2011 (convertito in Legge n. 148/2011). Tali aliquote addizionali non si applicano ad Eni SpA nel 2014 avendo chiuso l'esercizio 2013 in perdita. La Robin Tax è stata abrogata nel febbraio 2015 con sentenza della Corte Costituzionale per illegittimità con effetto "prospective" cioè senza alcun diritto di rimborso.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA è dovuta essenzialmente:

(€ milioni)	2013		2014	
	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	4.614	38,00%	3.959	27,50%
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	(2.086)	3,90%	(257)	4,26%
Aliquota teorica	38,00%		27,50%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- dividendi esclusi da tassazione	-77,36%		-46,18%	
- perdite fiscali società incluse nel consolidato fiscale	-1,63%		-2,74%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni	15,58%		9,93%	
- addizionale IRES Legge 7/2009	4,00%		-20,82%	
- svalutazioni anticipate	19,57%		12,63%	
- effetto eliminazione addizionale all'Ires Robin Tax			9,45%	
- altre variazioni	6,28%		-2,42%	
Aliquota effettiva	4,44%		-12,65%	

Questa differenza di Eni SpA è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 46,18%); (ii) al provento per il rimborso dell'addizionale all'IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 20,82%) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dall'accantonamento al fondo svalutazione delle imposte anticipate (con un effetto del 12,63%); (ii) dall'adeguamento delle imposte differite conseguente alla sentenza con la quale la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'addizionale all'IRES cosiddetta Robin Tax (con un effetto del 9,45%); (iii) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (7,19%) e da altri fenomeni di minore importo.

39 Discontinued operations

Non si rilevano discontinued operations per l'anno 2014.

40 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
Esercizio 2013						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.827	25.596	22.284	1.055		52.762
a dedurre: ricavi tra linee di business/staff	(3.124)	(546)	(227)	(847)		(4.744)
Risultato operativo	1.414	(2.606)	(1.564)	(459)	(118)	(3.333)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	10	903	81	9		1.003
Ammortamenti e svalutazioni	841	31	835	33		1.740
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.922	13.593	10.377	494		28.386
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.559	8.056	3.099	1.211		14.925
Investimenti in attività materiali e immateriali	673	36	534	104		1.347
Esercizio 2014						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.319	22.597	19.449	981		46.346
a dedurre: ricavi tra linee di business/staff	(2.531)	(502)	(139)	(824)		(3.996)
Risultato operativo	869	(332)	(1.898)	(340)	216	(1.485)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	10	(16)	124	24		142
Ammortamenti e svalutazioni	855	21	344	40		1.260
Attività direttamente attribuibili ^(b)	4.660	13.213	8.638	501		27.012
Passività direttamente attribuibili ^(c)	3.264	8.898	3.206	1.125		16.493
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.006	30	410	42		1.488

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi tra linee di business/staff.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.