

za Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, 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 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 è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Midstream, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). Eni Trading & Shipping ed Eni SpA svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF) o sedi similari 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 e 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. Considerato che il trading proprietario è segregato ex ante dalle altre attività, 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 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. Anche a seguito della liquidità riveniente dalla cessione del Gruppo Snam, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario in quanto a salvaguardia del capitale, disponibilità della liquidità e ottimizzazione del rendimento della liquidità strategica. L'attività di gestione della liquidità strategica ha determinato per Eni una nuova tipologia di rischio di mercato, il rischio di prezzo della liquidità strategica: tale fattispecie di rischio è riconducibile all'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.

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 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 impatti: sul risultato economico individuale 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 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 prezzo delle 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, 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 ICE e NYMEX (futures) 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 o energia elettrica. 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 di prezzo della 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 di una riserva di liquidità si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi:

- a) garanzia di 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) mantenimento/miglioramento dell'attuale classe di rating attraverso il rafforzamento della struttura patrimoniale e la contestuale disponibilità di una riserva di liquidità che consentano di soddisfare i requisiti delle agenzie di rating.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con la metodologia della simulazione storica 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 ha avuto inizio nel secondo semestre.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2013 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2012) 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) e a quello della liquidità strategica.

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

(€ milioni)	2012				2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	7,96	1,00	2,35	1,40	2,88	0,98	1,52	1,70
Tasso di cambio	1,06	0,01	0,14	0,05	0,22	0,01	0,05	0,07

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica ponderata; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2012				2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management oil & products ^(a)	9,78	0,37	4,30	0,37	3,37	0,02	0,49	0,51
Portfolio Management Gas & Power ^(b)	66,26	30,15	43,67	30,76	104,88	25,24	54,33	64,08

(a) L'area oil, prodotti consiste nella Divisione Refining & Marketing di Eni SpA.

(b) L'area Gas & Power consiste nella Divisione Gas & Power di Eni SpA.

(€ milioni)	2012				2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica ^(a)					1,07	0,32	0,89	0,92

(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 livello percentuale massimo di leverage, livello percentuale minimo del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio/lungo termine e di 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 più linee di credito committed), finalizzata a (a) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel Piano Finanziario (es. modi-

fiche di scenario e/o dei volumi di produzione, ritardi nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche), (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, (c) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni. 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.

Nel 2013 sono stati emessi complessivamente bond per €4,2 miliardi, di cui €3,0 miliardi di EMTN e €1,2 miliardi di prestito obbligazionario convertibile in azioni Snam.

Al 31 dicembre 2013, Eni SpA dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €13,78 miliardi, di cui € 2,1 miliardi committed gestite direttamente dalla funzione finanza di gruppo. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €4,7 miliardi, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Nelle tavole 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.

[€ milioni]	Anni di scadenza						Totale
	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	
31.12.2012							
Passività finanziarie a lungo termine	2.321	1.868	3.326	2.045	2.706	6.883	19.149
Passività finanziarie a breve termine	4.750						4.750
Passività per strumenti finanziari derivati	732	141	129		30	260	1.292
	7.803	2.009	3.455	2.045	2.736	7.143	25.191
Interessi su debiti finanziari	754	614	523	465	384	952	3.692
Garanzie finanziarie	129						129

[€ 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

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

[€ milioni]	Anni di scadenza			Totale
	2013	2014-2017	Oltre	
31.12.2012				
Debiti commerciali		7.765	1	7.768
Altri debiti		1.441		1.441
	9.206	1	2	9.209

[€ milioni]	Anni di scadenza			Totale
	2014	2015-2018	Oltre	
31.12.2013				
Debiti commerciali	7.317		2	7.319
Altri debiti	748	50		798
	8.065	50	2	8.117

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 Divisione 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

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

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
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	120	96	71	62	60	7	416
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)		4	13	15	38	3.442	3.512
Costi relativi a fondi ambientali	164	100	77	72	82	234	729
Impegni di acquisto	16.004	15.906	13.991	13.127	12.350	117.608	188.986
- Gas ^(c)							
Take-or-pay	13.999	14.521	12.660	11.824	11.313	114.063	178.380
Ship-or-pay	2.005	1.385	1.331	1.303	1.037	3.545	10.606
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	3	143	158
Totale	16.291	16.109	14.155	13.279	12.533	121.434	193.801

(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 vincolanti per legge.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4,2 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera 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
	2014	2015	2016	2017	2018 e oltre	
Impegni per major projects	185	277	322	235	47	1.066
Impegni per altri investimenti	1.478	851	505	368	112	3.314
	1.663	1.128	827	603	159	4.380

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

(€ milioni)	2012			2013		
	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)	(149)	(412)		(282)	(267)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	(11)	(1)	(80)	(191)	8	(227)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli ^(c)				5.004	4	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre imprese disponibili per la vendita ^(d)	4.782	2.907	141	2.770	168	11
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(e)	13.471	(128)		13.073	(280)	
- Crediti finanziari ^(f)	12.200	3.228		8.687	1.547	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(f)	(9.675)	(69)		(8.483)	76	
- Debiti finanziari ^(c)	(24.289)	(3.583)		(25.208)	(2.088)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €193 milioni di oneri (oneri per €172 milioni nel 2012) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €74 milioni di oneri (oneri per €240 milioni nel 2012).

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Altri Proventi (oneri) operativi" (proventi per €25 milioni) e nei "Proventi (oneri) finanziari" (oneri per €17 milioni).

(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 €277 milioni di oneri (oneri per €111 milioni nel 2012) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €3 milioni di oneri (oneri per €17 milioni nel 2012).

(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 2013 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2012		2013	
	Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:				
Attività finanziarie destinate al trading			4.461	543
Rimanenze - Certificati bianchi	19		20	
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading		482		589
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		29		14
Attività non correnti:				
Altre partecipazioni valutate al fair value	4.782		2.770	
Altre attività finanziarie - Titoli	20		20	
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading		454		310
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		3		6
Passività correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading		576		751
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		30		210
Passività non correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading		509		430
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		13		1

Nel corso dell'esercizio 2013 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 2013, a fronte di 5,01 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,55 milioni di permessi di emissione. Considerando anche il surplus del 2012, pari a 0,34 milioni, si registra un deficit di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,12 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il deficit è stato colmato mediante ricorso al mercato interno Eni.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

35 Ricavi

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

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	51.197	48.209
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(1)	8
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	1	(2)
	51.197	48.215

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

(€ milioni)	2012	2013
Gas naturale e GPL	20.295	19.944
Prodotti Petroliferi	21.217	19.072
Energia elettrica e utility	4.231	3.880
Greggi	2.064	1.900
GNL	1.709	1.786
Vettoriamiento gas su tratte estere	181	151
Gestione sviluppo sistemi informatici	108	104
Gestione energia	14	9
Altre vendite e prestazioni	1.378	1.363
	51.197	48.209

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (€19.944 milioni) riguardano le vendite di gas in Italia per €11.730 milioni (30,35 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per €7.154 milioni (23,13 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (€1.060 milioni).

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (€19.072 milioni) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (€5.184 milioni), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (€4.794 milioni), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (€4.262 milioni), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (€2.596 milioni), le vendite per combustibile navi e avio (€2.236 milioni).

I ricavi da energia elettrica e utility (€3.880 milioni) riguardano le vendite a terzi (€2.747 milioni) e a società controllate (€1.133 milioni), in particolare in Italia.

I ricavi da vendita greggi (€1.900 milioni) riguardano le vendite a società controllate.

I ricavi da vendita GNL (€1.786 milioni) riguardano essenzialmente vendite a terzi.

I ricavi da vettoriamiento gas su tratte estere (€151 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 (€104 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 (€9 milioni) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (€1.363 milioni) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla Divisione Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (€778 milioni), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€87 milioni), la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (€71 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 Gas de France Suez SA (€95 milioni), le prestazioni di trasporto per oleodotto (€22 milioni) e di trasporto marittimo e controstallie (€13 milioni), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le Raffinerie Eni (€28 milioni) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (€7 milioni).

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

(€ milioni)	2012	2013
Accise	(10.297)	(9.402)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(2.029)	(1.925)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.453)	(1.157)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(118)	(146)
Ricavi operativi relativi a permutate greggi	(51)	(81)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(42)	(32)
	(13.990)	(12.743)

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 41 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013
Locazioni, affitti e noleggi	73	64
Proventi per attività in joint venture	37	45
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	18	6
Altri proventi	139	149
	267	264

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €64 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).

I proventi per attività in joint venture di €45 milioni riguardano l'addebito ai partners delle prestazioni interne.

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)	2012	2013
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	40.518	37.130
Costi per servizi	8.547	9.026
Costi per godimento di beni di terzi	576	674
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	493	1.003
Variazioni rimanenze	(310)	293
Altri oneri	459	635
	50.283	48.761

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

(€ milioni)	2012	2013
Gas naturale	19.193	17.408
Materie prime, sussidiarie	15.981	14.104
Prodotti	3.806	3.932
Semilavorati	1.339	1.511
Materiali e materie di consumo	477	347
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(260)	(158)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(18)	(14)
	40.518	37.130

I costi per approvvigionamento del gas naturale di €17.408 milioni sono diminuiti di €1.785 milioni per effetto principalmente dalla riduzione dei prezzi d'acquisto a fronte della rinegoziazione di alcuni contratti di approvvigionamento di lungo termine.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2012	2013
Trasporto e distribuzione di gas naturale	3.074	3.210
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	720	1.036
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	784	754
Compensi di lavorazione	800	720
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	501	529
Progettazione e direzione lavori	720	514
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	360	399
Trasporti e movimentazioni	416	372
Consulenze e prestazioni professionali	336	333
Costi di vendita diversi	338	293
Manutenzioni	265	284
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	211	199
Servizi di modulazione e stoccaggio	129	162
Postali, telefoniche e ponti radio	141	153
Viaggi, missioni e altri	110	119
Altri	876	966
	9.781	10.043
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(1.139)	(893)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(95)	(124)
	8.547	9.026

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a €131 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €674 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €259 milioni (€260 milioni al 31 dicembre 2012) e canoni per contratti di leasing operativo per €185 milioni (€170 milioni al 31 dicembre 2012). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €140 milioni (€105 milioni al 31 dicembre 2012). 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	355	90	69	67	62	60	7
Altri	61	30	27	4			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	416	120	96	71	62	60	7

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €1.003 milioni sono aumentati di €510 milioni essenzialmente per effetto dei maggiori accantonamenti a fronte di alcuni contratti divenuti onerosi della Divisione Gas & Power. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 29 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €635 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti (€277 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€133 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 (€85 milioni).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2012	2013
Salari e stipendi	714	786
Oneri sociali	209	226
Oneri per benefici ai dipendenti	77	66
Costi personale in comando	47	58
Altri costi	32	194
	1.079	1.330
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(93)	(93)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(56)	(57)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(5)
	926	1.175

Il costo lavoro di €1.175 milioni è aumentato di €249 milioni in relazione essenzialmente ai maggiori oneri di incentivazione all'esodo che includono i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità avviata nell'esercizio e riferita al biennio 2013-2014 ai sensi della Legge 223/1991 e all'acquisizione del ramo d'azienda "Amministrazione, Bilancio e Attività Transazionali".

Numero medio dei dipendenti

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

(€ milioni)	2012	2013
Dirigenti	575	599
Quadri	3.742	4.040
Impiegati	5.433	6.050
Operai	1.141	1.109
	10.891	11.798

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

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Al 31 dicembre 2013 è in essere il Piano di stock option 2006-2008, approvato dall'Assemblea degli azionisti di Eni SpA del 25 maggio 2006. 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 in essere danno 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.

In particolare, per i Piani 2002-2004⁸ e 2005⁹ le opzioni potevano essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione ("vesting period") e per un periodo massimo di cinque anni ("exercise period"), mentre per il Piano 2006-2008¹⁰ la durata del vesting period e dell'exercise period è rispettivamente di tre anni. Il Piano 2006-2008 prevede inoltre che il numero di opzioni esercitabili al termine del vesting period sia determinato, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del Total Shareholders' Return (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione¹¹. Seguono le informazioni sull'attività residua dei Piani relativi agli esercizi passati.

Al 31 dicembre 2013 sono in essere n. 2.980.725 opzioni per l'acquisto di n. 2.980.725 azioni ordinarie di Eni prive di indicazione del valore nominale, a un prezzo di esercizio medio ponderato di €22,54.

Al 31 dicembre 2013 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi.

[8] Le assegnazioni 2002, 2003 e 2004 del Piano sono giunte a scadenza rispettivamente il 31 luglio 2010, il 31 luglio 2011 e il 29 luglio 2012.

[9] Le assegnazioni 2005 del Piano sono giunte a scadenza il 29 luglio 2013.

[10] Le assegnazioni 2006 e 2007 del Piano sono giunte a scadenza, rispettivamente, il 27 luglio 2012 e il 25 luglio 2013.

[11] Per maggiori dettagli sulle caratteristiche dei Piani si rinvia ai documenti informativi pubblicati sul sito internet di Eni (eni.com).

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

L'evoluzione dei diritti di opzione nel 2013 è costituita dal carry-over dei diritti assegnati negli anni precedenti, come di seguito illustrato:

	2011			2012			2013		
	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	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941	8.259.520	23,545	18,457
Diritti esercitati nel periodo	(208.900)	14,333	16,623	(93.000)	16,576	16,873			
Diritti decaduti nel periodo	(3.655.015)	23,187	17,474	(3.520.685)	22,233	16,637	(5.278.795)	24,112	16,278
Diritti esistenti al 31 dicembre	11.873.205	23,101	15,941	8.259.520	23,545	18,457	2.980.725	22,540	17,533
di cui: esercitabili al 31 dicembre	11.863.335	23,101	15,941	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.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era la media ponderata per il numero di azioni di €2,60 per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	4,9
Durata	(anni)	6
Volatilità implicita	(%)	19,2
Dividendi attesi	(%)	6,1

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 direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica al 31 dicembre ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €30 e €34 milioni rispettivamente per il 2012 e il 2013 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013
Salari e stipendi	18	22
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	11	11
	30	34

L'incremento dei compensi relativi al 2013 rispetto agli esercizi precedenti sono riconducibili principalmente a una diversa composizione dei key manager.

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,4 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €474 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)	2012	2013
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(172)	(193)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1)	25
	(173)	(168)

Gli altri oneri operativi netti di €168 milioni (oneri operativi netti di €173 milioni al 31 dicembre 2012) 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 (€193 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 Divisione Gas & Power (provento netto di €25 milioni).

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2012	2013
Ammortamenti:		
- immobili, impianti e macchinari	724	748
- attività immateriali	123	107
	847	855
Svalutazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	278	778
- attività immateriali	1	2
	279	780
	1.126	1.635

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.635 milioni sono aumentati di €509 milioni a seguito essenzialmente delle maggiori svalutazioni rispetto a quelle dell'esercizio 2012 relative in particolare agli impianti di raffinazione.

37 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	3.539	2.080
Oneri finanziari	[4.020]	[2.459]
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4
	(481)	(375)
Strumenti finanziari derivati	[240]	[91]
	(721)	(466)

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

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

(€ milioni)	2012	2013
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(640)	(659)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(214)	(69)
Interessi attivi su depositi e c/c	6	27
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	104	94
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(23)	(27)
	(767)	(630)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	3.073	1.669
Differenze attive da valutazione	22	84
Differenze passive realizzate	(2.847)	(1.554)
Differenze passive da valutazione	(37)	(79)
	211	120
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(70)	(49)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	250	110
Commissioni per servizi finanziari	56	50
Oneri correlati a operazioni di factoring	(25)	(26)
Altri proventi	28	26
Altri oneri	(219)	(27)
	20	84
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	55	51
	(481)	(375)

(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)	2012	2013
Strumenti finanziari derivati su valute	(254)	(55)
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	40	5
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	(26)	(41)
	(240)	(91)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €50 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 Divisione Gas & Power (onere netto di €17 milioni).

Gli oneri netti su opzioni di €41 milioni riguardano la valutazione al fair value delle opzioni implicite dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (proventi per €14 milioni) e in azioni ordinarie Snam SpA (oneri per €55 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 42 - Rapporti con parti correlate.

38 Proventi (oneri) su partecipazioni

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

(€ milioni)	2012	2013
Dividendi	6.446	9.888
Plusvalenze nette da vendite	3.970	173
Altri proventi	1.942	175
Totale proventi	12.358	10.236
Svalutazioni e perdite	(3.692)	(1.896)
	8.666	8.340

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013
Dividendi		
Eni International BV	5.257	6.966
Eni Investments Plc		1.964
LNG Shipping SpA	28	153
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	114	132
Saipem SpA	133	129
Ecofuel SpA	91	116
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	76	90
EniPower SpA	66	85
Snam SpA		72
Eni Finance International SA	59	57
Galp Energia SGPS SA	83	43
Eni Insurance Ltd	27	27
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	11	11
Tecnomare SpA	11	11
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	6	6
Eni Adfin SpA		4
Eni Petroleum Co Inc	250	
Unión Fenosa Gas SA	108	
Società Ionica Gas SpA	53	
Eni Gas & Power NV	26	
Eni rete oli&non oil SpA	23	
Nuon Belgium NV	12	
Altre	12	22
	6.446	9.888
Plusvalenze nette da vendite		
Vendita azioni Snam SpA		67
Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Snam SpA		8
Vendita azioni Galp Energia SGPS SA	489	31
Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Galp Energia SGPS SA		67
Vendita azioni Eni East Africa SpA	3.454	
Vendita azioni Lusitaniagas Companhia de Gas do Centro Setgas SA	15	
Vendita azioni Setgas SA	12	
	3.970	173
Altri proventi		
Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile	6	158
Proventi da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile	65	10
Rivalutazione Immobiliare Est SpA		7
Rivalutazione al fair value Galp Energia SGPS SA	1.871	
	1.942	175
Totale proventi	12.358	10.236

Per il commento alle operazioni di cessione di Snam SpA e Galp Energia SGPS SA si rinvia alla nota n. 17 - Partecipazioni.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013
Svalutazioni		
Versalis SpA	562	630
Società Ionica Gas SpA		331
Eni Gas & Power NV	1.558	308
Syndial SpA	252	299
Eni East Africa SpA	397	148
Tigáz Zrt	66	81
Raffineria di Gela SpA	171	21
Eni West Africa SpA	31	20
leoc SpA	22	20
Distribuidora de Gas del Centro SA	23	9
Eni Adfin SpA		8
Eni Mozambico SpA		8
Inversora de Gas Cuyana SA	53	
Altre minori	27	12
Altri oneri		
Vendita azioni Est Reti Elettriche SpA		1
Accantonamento fondo copertura perdite Raffineria di Gela SpA	485	
Oneri per cessione Italgas SpA	44	
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	1	
Totale oneri	3.692	1.896

39 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013
- IRES	77	60
- IRAP	[17]	[9]
Addizionale Legge n. 7/09	[250]	[184]
Totale imposte correnti	[190]	[133]
Imposte differite	[6]	42
Imposte anticipate	368	790
Svalutazione imposte anticipate ^(a)	[866]	[903]
Totale imposte differite e anticipate	[504]	[71]
Totale imposte sul reddito	[694]	[204]

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

Alla data del 31 dicembre 2013 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2008 compreso, sia per quanto concerne le imposte dirette, sia per quanto concerne l'Iva, ad eccezione degli effetti della liquidazione dell'IRES consolidata per il periodo d'imposta 2005 per la Società Snamprogetti SpA, già inclusa nel consolidato fiscale.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 4,44% {10,06% nel 2012}.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

(€ milioni)	2012			2013		
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	6.901	38,00%	2.622	4.614	38,00%	1.753
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	(118)	3,90%	(5)	(2.086)	3,90%	
Aliquota teorica		37,93%			38,00%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-33,72%			-77,36%	
- perdite fiscali società consolidate		-2,75%			-1,63%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		-10,90%			15,58%	
- addizionale IRES Legge 7/2009		3,64%			4,00%	
- svalutazione anticipate		12,55%			19,57%	
- effetto aliquota		2,38%			5,36%	
- altre variazioni		0,93%			0,92%	
Aliquote effettiva		10,06%			4,44%	

I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari Eni SpA" della "Relazione sulla gestione del bilancio consolidato".

40 Discontinued operations

Non si rilevano discontinued operations per l'anno 2013.

41 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 2012						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.739	26.316	24.720	965		55.740
a dedurre: ricavi infradivisioni	(3.013)	(547)	(214)	(769)		(4.543)
Risultato operativo	1.742	(1.664)	(894)	(383)	145	(1.054)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(3)	396	85	15		493
Ammortamenti e svalutazioni	620	10	460	36		1.126
Attività direttamente attribuibili ^(b)	4.087	14.297	11.096	10.091		39.571
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.536	8.604	3.730	1.251		16.121
Investimenti in attività materiali e immateriali	592	42	721	104		1.459
Esercizio 2013						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.905	25.596	22.372	1.055		52.928
a dedurre: ricavi infradivisioni	(3.124)	(546)	(196)	(847)		(4.713)
Risultato operativo	1.490	(2.606)	(1.567)	(459)	(118)	(3.260)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	10	903	81	9		1.003
Ammortamenti e svalutazioni	759	31	812	33		1.635
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.876	13.593	10.084	494		28.047
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.517	8.056	3.046	1.211		14.830
Investimenti in attività materiali e immateriali	597	36	487	104		1.224

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infradivisionali.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infradivisionali sono conseguiti applicando le condizioni di mercato.