

**35** Garanzie, impegni e rischi**Garanzie**

Le garanzie di €75.473 milioni (€70.238 milioni al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014			31.12.2015		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	20.435	41.429	61.864	25.876	41.796	67.672
Imprese collegate e joint venture	6.122	117	6.239	6.122	86	6.208
Imprese in joint operation		126	126			
Proprio		1.834	1.834		1.396	1.396
Altri		175	175		197	197
<b>Totale</b>	<b>26.557</b>	<b>43.681</b>	<b>70.238</b>	<b>31.998</b>	<b>43.475</b>	<b>75.473</b>

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €25.876 milioni riguardano:

- per €25.772 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €14.646 milioni;
- per €104 milioni le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente da Versalis France SAS e da Syndial SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €6.122 milioni sono relative alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €3 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €41.796 milioni riguardano:

- per €15.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €1.166 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo è di €2.969 milioni;
- per €2.756 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo è di €2.223 milioni;
- per €1.837 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €11.396 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a sua volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (€2.894 milioni), Refining & Marketing (€206 milioni), Altre attività e società finanziarie (€591 milioni), Gas & Power (€7.602 milioni) e Petrolchimica (€103 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari a €11.379 milioni;
- per €3.347 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €2.337 milioni;
- per €1.364 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.286 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;
- per €359 milioni le garanzie rilasciate a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) essenzialmente a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari a €357 milioni;
- per €241 milioni le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata da Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;
- per €140 milioni i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;

282 | Eni Bilancio di esercizio

Note al bilancio

- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €16 milioni;
- per €36 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €86 milioni riguardano essenzialmente:

- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Union Fenosa SA nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €52 milioni;
- per €29 milioni, le garanzie prestate a terzi e a società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.396 milioni riguardano:

- le manleve a favore di banche a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €197 milioni riguardano essenzialmente:

- per €187 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;
- per €7 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative a Eni Ceska Republika. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al nominale;
- per €3 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative al Gruppo Snam. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al nominale.

#### Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Impegni	226	229
Rischi	25	89
	<b>251</b>	<b>318</b>

Gli impegni di €229 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2015 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €133 milioni (€71 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €8 milioni come impegno economico); (ii) gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stocaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) per €76 milioni.

I rischi di €89 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

#### Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nel paragrafo "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;

- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA). Al 31 dicembre 2012 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unìon Fenosa Gas SA a favore di Unìon Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unìon Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unìon Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003.

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

- ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" da Eni a Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

#### Gestione dei rischi d'impresa

##### Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Hedging per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

#### Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (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'accenramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

#### Rischio mercato tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione 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 del 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 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 2015 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 2015 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2014) 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)	2014				2015			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse <sup>(a)</sup>	3,97	0,94	1,61	1,87	4,87	1,55	3,02	2,96
Tasso di cambio	0,20	0,01	0,05	0,04	0,21	0,01	0,05	0,01

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

286 | Eni Bilancio di esercizio

Note al bilancio

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

(€ milioni)	2014				2015			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali <sup>(a)</sup>	37,03		15,88		51,43		21,80	

[a] Il perimetro consiste nella Direzione MidStream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power). 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.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2014				2015			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica <sup>(a)</sup>	0,28	0,09	0,14	0,26	0,31	0,25	0,29	0,25

[a] L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

### Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrata adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi.

I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

### Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri [leverage]; (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio/lungo termine sull'indebitamento totale; (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio/lungo termine; (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); (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 €20 miliardi; al 31 dicembre 2015 il programma risulta utilizzato per €14,9 miliardi.

Eni ha un rating Standard & Poor's di A- con outlook negativo per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna il rating di A3 in review per un possibile downgrade per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano

dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. 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 2015 sono stati emessi bond per €1,75 miliardi nell'ambito del programma EMTN.

Al 31 dicembre 2015, Eni SpA dispone di linee di credito committed non utilizzate a breve termine di €40 milioni. Le linee di credito a lungo termine, pari a €6.576 milioni, di cui €1.000 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

#### Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
<b>31.12.2014 Riesposto</b>							
Passività finanziarie a lungo termine	3.180	3.104	2.745	1.321	2.402	7.899	<b>20.651</b>
Passività finanziarie a breve termine	3.616						<b>3.616</b>
Passività per strumenti finanziari derivati	2.278	114	26	39	43	79	<b>2.579</b>
	<b>9.074</b>	<b>3.218</b>	<b>2.771</b>	<b>1.360</b>	<b>2.445</b>	<b>7.978</b>	<b>26.846</b>
Interessi su debiti finanziari	667	617	531	409	367	1.364	<b>3.955</b>
Garanzie finanziarie	18						<b>18</b>

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

288 | Eni Bilancio di esercizio

Note al bilancio

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

[€ milioni]	Anni di scadenza			
	2015	2016-2019	Oltre	Totale
<b>31.12.2014</b>				
Debiti commerciali	8.377			8.377
Altri debiti e anticipi	1.157	224	23	1.404
	<b>9.534</b>	<b>224</b>	<b>23</b>	<b>9.781</b>

[€ milioni]	Anni di scadenza			
	2015	2016-2019	Oltre	Totale
<b>31.12.2014 Riesposto</b>				
Debiti commerciali	8.360			8.360
Altri debiti e anticipi	1.160	225	23	1.408
	<b>9.520</b>	<b>225</b>	<b>23</b>	<b>9.768</b>

[€ milioni]	Anni di scadenza			
	2016	2017-2020	Oltre	Totale
<b>31.12.2015</b>				
Debiti commerciali	5.227			5.227
Altri debiti e anticipi	1.142	257	23	1.422
	<b>6.369</b>	<b>257</b>	<b>23</b>	<b>6.649</b>

#### 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 di 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
	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre	
<b>Contratti di leasing operativo non annullabili<sup>(a)</sup></b>	<b>103</b>	<b>89</b>	<b>74</b>	<b>54</b>	<b>37</b>	<b>264</b>	<b>621</b>
<b>Costi di abbandono e ripristino siti<sup>(b)</sup></b>	<b>14</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>3</b>		<b>3.488</b>	<b>3.524</b>
<b>Costi relativi a fondi ambientali</b>	<b>129</b>	<b>91</b>	<b>72</b>	<b>59</b>	<b>100</b>	<b>230</b>	<b>681</b>
<b>Impegni di acquisto</b>	<b>10.450</b>	<b>9.616</b>	<b>9.946</b>	<b>9.323</b>	<b>7.804</b>	<b>94.265</b>	<b>141.404</b>
- Gas <sup>(c)</sup>							
Take-or-pay	8.463	8.036	8.600	8.125	7.249	91.667	132.140
Ship-or-pay	1.987	1.580	1.346	1.198	555	2.598	9.264
<b>Altri impegni, di cui:</b>							
Memorandum di intenti Val d'Agri	6	4	3	2	2	116	133
Altri	76					20	96
<b>Totale</b>	<b>10.778</b>	<b>9.808</b>	<b>10.106</b>	<b>9.441</b>	<b>7.943</b>	<b>98.383</b>	<b>146.459</b>

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

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

#### Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4,9 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
	2016	2017	2018	2019	2020 e Oltre	
Impegni per progetti committed	778	522	409	263	356	2.328
	<b>778</b>	<b>522</b>	<b>409</b>	<b>263</b>	<b>356</b>	<b>2.328</b>

**Altre informazioni sugli strumenti finanziari**

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

(€ milioni)	2014			2014 Riesposto			2015		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
<b>Strumenti finanziari di negoziazione:</b>									
- Strumenti finanziari derivati non di copertura <sup>(a)</sup>	(180)	188		(180)	188		(508)	(741)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH <sup>(b)</sup>	(462)	(5)	(232)	(462)	(5)	(232)	(554)	(8)	(279)
<b>Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:</b>									
- Titoli	20			20			23		
<b>Strumenti finanziari destinati al trading:</b>									
- Titoli <sup>(c)</sup>	5.024	24		5.024	24		5.028	3	
<b>Partecipazioni valutate al fair value:</b>									
- Altre imprese disponibili per la vendita <sup>(d)</sup>	1.744	(221)		1.744	(221)		368	49	
<b>Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato</b>									
- Crediti commerciali e altri crediti <sup>(e)</sup>	14.042	(269)		14.046	(269)		8.570	(375)	
- Crediti finanziari <sup>(c)</sup>	10.749	616		10.746	616		12.937	885	
- Debiti commerciali e altri debiti <sup>(f)</sup>	(9.534)	(222)		(9.520)	(222)		(6.369)	(231)	
- Debiti finanziari <sup>(c)</sup>	(24.687)	(1.083)		(24.504)	(1.083)		(24.160)	(1.120)	

[a] Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €619 milioni di oneri (oneri per €80 milioni nel 2014) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €122 milioni di oneri (proventi per €268 milioni nel 2014).

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

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

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

[e] Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €517 milioni di oneri (oneri per €383 milioni nel 2014) [svalutazioni al netto degli utilizzi] e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €142 milioni di proventi (proventi per €114 milioni nel 2014).

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

**Informazioni sulle valutazioni al fair value**

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

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

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2015 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2014		2015	
	Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
<b>Attività correnti:</b>				
Attività finanziarie destinate al trading	5.024		5.028	
Rimanenze - Certificati bianchi	34		28	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.659		746
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		40		27
<b>Attività non correnti:</b>				
Altre partecipazioni valutate al fair value	1.744		368	
Altre attività finanziarie - Titoli	20		23	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		238		226
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge				106
<b>Passività correnti:</b>				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.776		1.067
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		502		457
<b>Passività non correnti:</b>				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		301		413
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge				230

Nel corso dell'esercizio 2015 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 2015, a fronte di 5,88 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,01 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,88 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente colmato mediante ricorso al mercato.

**86 Ricavi**

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

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	42.356	42.370	33.657
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	[?]	[?]	(4)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	1	1	
	<b>42.350</b>	<b>42.364</b>	<b>33.653</b>

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

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Gas naturale e GPL	17.013	17.024	14.262
Prodotti Petroliferi	16.465	16.465	12.721
Energia elettrica e utility	3.387	3.397	2.731
GNL	1.988	1.988	1.629
Greggi	1.809	1.809	883
Vettoriamento gas su tratte estere	103	103	86
Gestione sviluppo sistemi informatici	69	69	72
Gestione energia	5	5	3
Altre vendite e prestazioni	1.517	1.510	1.270
	<b>42.356</b>	<b>42.370</b>	<b>33.657</b>

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (€14.262 milioni) riguardano le vendite di gas in Italia per €8.691 milioni (32,8 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per €4.914 milioni (19,9 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (€657 milioni).

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (€12.721 milioni) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (€3.242 milioni), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (€3.265 milioni), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (€2.908 milioni), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (€1.673 milioni), le vendite per combustibile navi e avio (€1.633 milioni).

I ricavi da energia elettrica e utility (€2.731 milioni) riguardano le vendite a terzi (€1.966 milioni) e a società controllate (€765 milioni), in particolare in Italia.

I ricavi da vendita GNL (€1.629 milioni) riguardano essenzialmente vendite a terzi.

I ricavi da vendita greggi (€883 milioni) riguardano le vendite a società controllate (€839 milioni) e vendite a terzi (€44 milioni).

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (€86 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 (€72 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 (€3 milioni) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (€1.270 milioni) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte da Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (€783 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 Engie SA (ex Gas de France Suez SA) (€78 milioni), le prestazioni di trasporto per oleodotto (€15 milioni) e di trasporto marittimo e costostallie (€22 milioni), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le Raffinerie Eni (€23 milioni) e le prestazioni di magazzino e bunkeraggi (€3 milioni).

I ricavi della gestione caratteristica comprendono la revisione della stima dei crediti per fatture da emettere da parte del business retail Gas & Power per vendite di gas (€346 milioni) ed energia elettrica (€138 milioni) relative a precedenti esercizi.

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

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Accise su prodotti petroliferi	(8.853)	(8.853)	(8.568)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.821)	(1.821)	(1.660)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(997)	(997)	(770)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(326)	(326)	(333)
Ricavi operativi relativi a permutate greggi	(62)	(62)	(33)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(32)	(32)	(25)
	<b>(12.091)</b>	<b>(12.091)</b>	<b>(11.389)</b>

292 | Eni Bilancio di esercizio

Note al bilancio

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

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Italia	26.508	26.522	22.466
Resto dell'Unione Europea	12.654	12.654	8.490
Asia	1.725	1.725	1.553
Africa	461	461	454
Resto dell'Europa	670	670	392
Americhe	292	292	271
Altre aree	40	40	27
	<b>42.350</b>	<b>42.364</b>	<b>33.653</b>

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – Parti correlate.

#### Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Proventi per attività in joint venture	69	69	69
Locazioni, affitti e noleggi	63	63	57
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	2	2	7
Altri proventi	225	226	204
	<b>359</b>	<b>360</b>	<b>337</b>

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

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €57 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).

#### 37 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)	2014	2014 Riesposto	2015
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	30.633	30.476	22.614
Costi per servizi	8.048	8.070	8.123
Costi per godimento di beni di terzi	644	662	534
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	142	143	269
Variazioni rimanenze	1.620	1.620	870
Altri oneri	695	697	828
	<b>41.782</b>	<b>41.668</b>	<b>33.238</b>

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

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Gas naturale	14.115	13.953	11.066
Materie prime, sussidiarie	11.081	11.085	8.006
Prodotti	3.951	3.951	2.584
Semilavorati	1.265	1.265	736
Materiali e materie di consumo	434	440	369
a dedurre:			
Acquisti per investimenti	(182)	(187)	(120)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(31)	(31)	(27)
	<b>30.633</b>	<b>30.476</b>	<b>22.614</b>

Eni Bilancio di esercizio | 293

Note al bilancio

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Trasporto e distribuzione di gas naturale	3.040	3.047	3.358
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	1.112	1.116	1.119
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	900	906	807
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	676	676	627
Progettazione e direzione lavori	462	464	446
Manutenzioni	324	330	365
Trasporti e movimentazioni	357	357	355
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	371	371	317
Costi di vendita diversi	296	296	287
Consulenze e prestazioni professionali	309	311	272
Servizi di modulazione e stoccaggio	170	170	161
Postali, telefoniche e ponti radio	149	149	126
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	118	118	95
Viaggi, missioni e altri	80	80	80
Compensi di lavorazione	137	137	23
Altri	894	898	930
	<b>9.395</b>	<b>9.426</b>	<b>9.368</b>
a dedurre:			
Servizi per investimenti	(1.071)	(1.079)	(957)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(276)	(277)	(288)
	<b>8.048</b>	<b>8.070</b>	<b>8.123</b>

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a €133 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €534 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €150 milioni (€220 milioni al 31 dicembre 2014) e canoni per contratti di leasing operativo per €180 milioni (€190 milioni al 31 dicembre 2014). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €115 milioni (€145 milioni al 31 dicembre 2014). 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	600	91	83	71	54	37	264
Altri	21	12	6	3			
<b>Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili</b>	<b>621</b>	<b>103</b>	<b>89</b>	<b>74</b>	<b>54</b>	<b>37</b>	<b>264</b>

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €269 milioni sono aumentati di €126 milioni essenzialmente per effetto dei maggiori accantonamenti per contratti onerosi di Gas & Power relativi agli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso. 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 €870 milioni include l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi correnti dell'esercizio. Gli altri oneri di €828 milioni includono essenzialmente: (i) l'accantonamento al fondo svalutazione crediti (€517 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€138 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR [Corrispettivo per il servizio di Trasmissione] dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€43 milioni).

294 | Eni Bilancio di esercizio

Note al bilancio

**Costo lavoro**

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Salari e stipendi	856	860	874
Oneri sociali	243	245	250
Oneri per benefici ai dipendenti	86	86	101
Costi personale in comando	75	75	80
Altri costi	(19)	(18)	16
	<b>1.241</b>	<b>1.248</b>	<b>1.321</b>
a dedurre:			
- proventi relativi al personale	(92)	(92)	(96)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(68)	(68)	(68)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(8)	(8)	(9)
	<b>1.073</b>	<b>1.080</b>	<b>1.148</b>

Il costo lavoro di €1.148 milioni è aumentato di €68 milioni in relazione essenzialmente alla circostanza che nel 2014 furono rilevati maggiori utilizzi per esuberanza dei fondi mobilità lunga dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013 – 2014 e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010 – 2011.

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 30 Fondi per benefici ai dipendenti.

**Numero medio dei dipendenti**

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

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Dirigenti	643	643	644
Quadri	4.359	4.396	4.340
Impiegati	6.556	6.592	6.414
Operai	1.143	1.190	1.065
	<b>12.701</b>	<b>12.821</b>	<b>12.463</b>

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

**Compensi spettanti al key management personnel**

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €39 milioni e €36 milioni rispettivamente per il 2014 e il 2015 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
Salari e stipendi	22	22	21
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	2
Altri benefici a lungo termine	10	10	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	6	6	2
	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>36</b>

**Compensi spettanti agli amministratori e sindaci**

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €6,7 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €375 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano 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)	2014	2015
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(80)	(619)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	(3)
	<b>(79)</b>	<b>(622)</b>

Gli altri oneri operativi netti di €622 milioni (oneri operativi netti di €79 milioni al 31 dicembre 2014) 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 (€619 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace principalmente del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere da Gas & Power (onere netto di €3 milioni).

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)	2014	2014 Riesposto	2015
<b>Ammortamenti:</b>			
- immobili, impianti e macchinari	804	826	802
- attività immateriali	296	296	118
	<b>1.100</b>	<b>1.122</b>	<b>920</b>
<b>Svalutazioni:</b>			
- immobili, impianti e macchinari	160	160	122
	<b>160</b>	<b>160</b>	<b>122</b>
	<b>1.260</b>	<b>1.282</b>	<b>1.042</b>

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.042 milioni sono diminuiti di €240 milioni a seguito essenzialmente dei minori costi di ricerca esplorativa (€131 milioni) e di presviluppo (€49 milioni) in particolare dell'attività esplorativa condotta in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA rilevata pro quota in Eni SpA.

Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 15 – Immobili, Impianti e Macchinari e n. 17 – Attività immateriali.

296 | Eni Bilancio di esercizio

Note al bilancio

**38 Proventi (oneri) finanziari**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
<b>Proventi (oneri) finanziari:</b>			
Proventi finanziari	1.426	1.437	2.642
Oneri finanziari	(1.919)	(1.933)	(2.982)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	24	24	3
	<b>(469)</b>	<b>(472)</b>	<b>(337)</b>
Strumenti finanziari derivati	330	330	(94)
	<b>(139)</b>	<b>(142)</b>	<b>(431)</b>

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

(€ milioni)	2014	2014 Riesposto	2015
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:</b>			
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(680)	(680)	(655)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(52)	(52)	(52)
Interessi attivi su depositi e c/c	12	12	5
Proventi netti da attività finanziarie destinate al trading	24	24	3
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	66	66	59
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(21)	(21)	(19)
	<b>(651)</b>	<b>(651)</b>	<b>(659)</b>
<b>Differenze attive (passive) di cambio:</b>			
Differenze attive realizzate	692	703	1.834
Differenze attive da valutazione	371	371	464
Differenze passive realizzate	(823)	(834)	(1.562)
Differenze passive da valutazione	(234)	(234)	(592)
	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>144</b>
<b>Altri proventi (oneri) finanziari:</b>			
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(a)</sup>	(59)	(61)	(45)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	128	128	172
Commissioni per servizi finanziari	52	52	44
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(32)	(32)	(38)
Interessi su crediti d'imposta	44	44	5
Altri proventi	61	61	59
Altri oneri	(58)	(59)	(52)
	<b>136</b>	<b>133</b>	<b>145</b>
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	40	40	33
	<b>(469)</b>	<b>(472)</b>	<b>(337)</b>

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

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

(€ milioni)	2014	2015
Strumenti finanziari derivati su valute	258	(126)
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	4	(1)
Opzione implicite su prestiti obbligazionari convertibili	68	33
	<b>330</b>	<b>(94)</b>

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €127 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 da Gas & Power (onere netto di € 5 milioni).

I proventi netti su opzioni di €33 milioni riguardano la valutazione al fair value dell'opzione implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA. 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 41 – Rapporti con parti correlate.