

Attività correnti

80901/594

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €4.280 milioni (€3.894 milioni al 31 dicembre 2013) con un incremento di €386 milioni. Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€2.759 milioni) è di 7 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,145%; la scadenza media dei depositi in dollari (€305 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,101%; la scadenza media dei depositi in sterline (€44 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,4%.

Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.024 milioni (€5.004 milioni al 31 dicembre 2013) sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa. Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario. L'attività di gestione della liquidità strategica realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità si analizza come segue⁵:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
Titoli emessi da Stati sovrani	1.961	1.325
Titoli emessi da Imprese industriali	2.032	2.143
Titoli emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.011	1.556
	5.004	5.024

(€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
TITOLI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
Canada	31	32	Aaa	AAA
Francia	70	73	Aa1	AA
Italia	691	700	Baa2	BBB-
Germania	9	9	Aaa	AAA
Spagna	190	202	Baa2	BBB
Unione Europea	48	51	Aaa	AA+
	1.039	1.067		
Tasso variabile				
Francia	77	77	Aa1	AA
Germania	181	181	Aaa	AAA
	258	258		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	1.297	1.325		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da Imprese industriali	1.949	2.056	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.033	1.082	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	2.982	3.138		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	86	87	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	474	474	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	560	561		
Totale Altri titoli	3.542	3.699		
	4.839	5.024		

(5) Maggiori informazioni sui rischi connessi alla liquidità strategica sono riportate alla nota n. 33 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

80901/595

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

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	4.954	4.996
Lira sterlina	37	16
Franco Svizzero	13	12
	5.004	5.024

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

Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti commerciali	12.585	12.741
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	258	167
- non strumentali all'attività operativa	5.486	6.622
	5.744	6.789
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	8	34
- altri	447	1.267
	455	1.301
	18.784	20.831

I crediti commerciali di €12.741 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti commerciali riguardano crediti verso clienti (€7.833 milioni), crediti verso imprese controllate (€4.857 milioni) e crediti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€51 milioni).

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.052 milioni (€714 milioni al 31 dicembre 2013), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2014
Crediti commerciali	712	383	(45)	1.050
Altri crediti diversi e finanziari	2			2
	714	383	(45)	1.052

L'accantonamento del fondo svalutazione crediti commerciali è riferito essenzialmente alla Gas & Power (€359 milioni) ed è relativo in particolare alla clientela retail nei confronti della quale si rilevano maggiori difficoltà di riscossione a causa del protrarsi della debole congiuntura economica. Eni sta adottando le necessarie azioni per la riduzione dei crediti scaduti anche attraverso una revisione del processo di gestione dei crediti in contenzioso e operazioni di cessione dei crediti.

Al 31 dicembre 2014 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2015 per €681 milioni (€851 milioni nel 2013 con scadenza 2014). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi alla Gas & Power.

80901/596

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	10.009	454	10.463	10.646	1.300	11.946
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	612	1	613	1.357	1	1.358
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	824		824	429		429
- da 3 a 6 mesi	305		305	27		27
- da 6 a 12 mesi	468		468	61		61
- oltre 12 mesi	367		367	221		221
	1.964		1.964	738		738
	12.585	455	13.040	12.741	1.301	14.042

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, enti di Stato esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici e verso clienti retail della Gas & Power. Nel corso del 2014 sono state poste in essere operazioni di factoring su crediti scaduti e non svalutati riguardanti pubbliche amministrazioni; inoltre, nel mese di dicembre 2014 sono stati fattorizzati crediti scaduti per circa €104 milioni relativi a clienti middle e large della Gas & Power.

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.318 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁶ di €167 milioni sono diminuiti di €91 milioni. Tali crediti riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €6.622 milioni riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Trading & Shipping SpA (€2.024 milioni), Eni Finance International SA (€1.640 milioni), Versalis SpA (€1.519 milioni) e Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€538 milioni); l'aumento dei crediti finanziari non strumentali di €1.136 milioni riguarda essenzialmente le operazioni di finanziamento a breve termine poste in essere con Eni Trading & Shipping SpA e Versalis SpA, parzialmente compensate dai minori finanziamenti a breve di Saipem SpA.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €2.615 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	102	201
Acconti per servizi e forniture	114	120
Anticipi al personale	36	41
Altri crediti	203	939
	455	1.301

Gli altri crediti di €939 milioni riguardano principalmente i dividendi non ancora incassati di Eni International BV (€675 milioni) e i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€148 milioni) e crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€12 milioni).

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

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



(6) I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n.18 - Altre attività finanziarie. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

**Rimanenze**

80901/597

Le rimanenze si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2013				31.12.2014			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	278		105	383	19		188	207
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	56			56	40			40
Lavori in corso su ordinazione		15		15		8		8
Prodotti finiti e merci	1.716			1.716	1.410			1.410
Certificati bianchi			20	20			34	34
	2.050	15	125	2.190	1.469	8	222	1.699

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €185 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2013):

[€ milioni]	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Valore al 31.12.2014
Materie prime, sussidiarie e di consumo	10	5	15
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		22	22
Prodotti finiti e merci	4	144	148
	14	171	185

L'incremento del fondo svalutazione di €171 milioni deriva dall'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti ai prezzi correnti a fine esercizio.

Al 31 dicembre 2014 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, da materiali diversi (€188 milioni) e da greggio (€19 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€40 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€480 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€830 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€100 milioni).

Le rimanenze di magazzino impegnate a garanzia del pagamento dei servizi di stoccaggio ammontano a €213 milioni.

**Attività per imposte sul reddito correnti**

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

[€ milioni]	31.12.2013	31.12.2014
IRES	148	78
Addizionale IRES Legge n. 7/2009	72	
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n.2/2009	41	42
IRAP	25	25
Altre	7	10
	293	155

I crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009 riguardano la possibilità avuta nel 2009 di dedurre dal reddito, ai sensi dell'articolo 99, comma 1, del TUIR, un importo pari al 10% dell'IRAP dovuta. I periodi d'imposta per i quali è stato richiesto il rimborso sono i periodi 2004, 2005, 2006 e 2007.

809011598

Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- Imposte di consumo	31	166
- IVA	71	159
- Accise	43	47
- Altre imposte indirette	30	27
	175	399

Le attività per altre imposte correnti di €399 milioni sono aumentate di €224 milioni in conseguenza principalmente dei maggiori acconti per imposte di consumo versati nel corso del 2014 rispetto al debito maturato in fase di conguaglio (€135 milioni).

Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	589	1.659
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	14	40
Altre attività	243	718
	846	2.417

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013		31.12.2014	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	370	15.432	651	13.790
Outright	76	3.263	686	8.299
Interest currency swap	6	35	6	76
	452	18.730	1.343	22.165
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	2	36	5	144
	2	36	5	144
Contratti su merci				
Over the counter	135	3.055	306	1.363
Altri			5	
	135	3.055	311	1.363
	589	21.821	1.659	23.672

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €1.659 milioni (€589 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda gli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €40 milioni riguarda operazioni di copertura del rischio commodity con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alla nota n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.

Le altre attività di €718 milioni comprendono principalmente: (i) l'ammontare di €496 milioni relativo al gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita e dei benefici ottenuti dalle recenti rinegoziazioni concluse alla data di chiusura della relazione annuale; (ii) i titoli ambientali (€119 milioni) della Gas & Power.

80901.599

Attività non correnti

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2013										
Terreni	160						8	168	168	
Fabbricati	182	(1)		(14)	(13)		102	256	854	598
Impianti e macchinari	4.340	19		(725)	(593)	(3)	1.142	4.180	19.892	15.712
Attrezzature industriali e commerciali	25		10	(14)	(1)		12	32	304	272
Altri beni	58		8	(23)	(1)		24	66	582	516
Immobilitazioni in corso e acconti	2.476	5	1.092		(170)		(1.313)	2.090	2.322	232
	7.241	23	1.110	(776)	(778)	(3)	(25)	6.792	24.122	17.330
31.12.2014										
Terreni	168					(1)	1	168	168	
Fabbricati	256		1	(26)	(3)		320	548	1.859	1.311
Impianti e macchinari	4.180		44	(741)	(50)	(2)	1.789	5.220	21.021	15.801
Attrezzature industriali e commerciali	32		9	(18)	(3)		159	179	540	361
Altri beni	66		5	(19)			42	94	636	542
Immobilitazioni in corso e acconti	2.090		1.130		(104)		(1.903)	1.213	1.437	224
	6.792		1.189	(804)	(160)	(3)	408	7.422	25.661	18.239

I terreni (€168 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti (€149 milioni).

I fabbricati (€548 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione (€473 milioni) e i fabbricati del centro elaborazioni Green Data Center della Corporate (€53 milioni).

Gli impianti e macchinari (€5.220 milioni) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.296 milioni), gli impianti di raffinazione (€1.640 milioni) e gli impianti di distribuzione carburanti (€274 milioni), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€520 milioni).

Le attrezzature industriali e commerciali (€179 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€94 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€1.213 milioni) riguardano principalmente: (i) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€398 milioni), dei giacimenti dell'offshore adriatico (€179 milioni) e della concessione Villafortuna (€45 milioni), l'avvio delle attività di presviluppo condotte in Mozambico (€86 milioni); (ii) gli interventi sulle strutture di raffineria in particolare presso l'impianto di Sannazzaro (€107 milioni); (iii) le ristrutturazioni degli impianti della rete commerciale (€94 milioni).

Gli investimenti di €1.189 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€404 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€299 milioni), principalmente per la riconversione della raffineria di Venezia in bioraffineria e per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti; (ii) all'attività di marketing (€105 milioni), per la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€764 milioni) relativi essenzialmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti.

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di manutenzione pozzi (Barbara, Arianna, Cervia, Armida, Monte Enoc, Volturino, Regina, Clara Est, Monte Alpi); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) il completamento dei programmi di sviluppo e la messa in produzione dei giacimenti di Fauzia ed Elettra; (iv) l'ottimizzazione degli impianti di compressione sulle piattaforme situate nell'offshore adriatico; (v) l'avvio delle attività di presviluppo condotte in Mozambico.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,73% (2,74% al 31 dicembre 2013). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €40 milioni.

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

80901/600

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

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine sia esterna, quali l'andamento atteso dello scenario prezzi/margini degli idrocarburi, l'evoluzione delle variabili monetarie (tassi di interesse/cambio, inflazione), il rischio paese, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, la capitalizzazione di borsa inferiore rispetto al valore contabile dei net asset, sia interna, quali sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente.

La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate: (i) nell'Exploration & Production, dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nella Gas & Power, dalle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni (descritte alla nota - Attività immateriali); (iii) nella Refining & Marketing, dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities.

Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale, contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU della Exploration & Production, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU della Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali, al fine di esprimere la capacità strutturale di queste CGU di generare reddito; c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 e il 2% [che si traduce in un tasso di crescita in termini reali negativo o al massimo pari a zero] applicando eventualmente un fattore di normalizzazione al flusso di cassa della perpetuity per riflettere elementi di ciclicità del business; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e in condizioni normali di mercato si basa sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità espresso, e sulle ipotesi circa l'evoluzione dei fondamentali per il long-term. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, come quello registrato nella parte finale del 2014, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili; in particolare con riferimento all'esercizio 2014 il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora le tendenze più recenti delle curve forward rilevate nel mese di gennaio 2015. Le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti e le previsioni interne in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Lo scenario adottato ai fini del processo di pianificazione e delle valutazioni di impairment del bilancio 2014 conferma il prezzo di lungo periodo del petrolio Brent a 90 dollari/barile (in termini reali 2018), ipotizzando il graduale recupero delle quotazioni del Brent nel quadriennio dal valore atteso di 55 dollari nel 2015 al prezzo long-term.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte a tassi di sconto (weight average cost of capital - WACC) differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività oggetto di valutazione e rettificati per tener conto del rischio paese. Il WACC adjusted post imposte di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU della Exploration & Production, della Refining & Marketing e della Gas & Power, è diminuito di 110 punti base rispetto al 2013. La diminuzione dei WACC adjusted adottati deriva essenzialmente dalla riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni e del calo del beta dell'Eni; gli altri parametri utilizzati nella determinazione del costo del capitale - costo del debito Eni, premio medio per il rischio paese, rapporto di indebitamento - hanno registrato marginali variazioni. I WACC adjusted 2014 sono: (i) 5,5% per la Exploration & Production; (ii) 5,8% per la Refining & Marketing e (iii) 5,5% per la Gas & Power. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

80901/601

Nel 2014 sono state rilevate svalutazioni di attività materiali pari a €160 milioni che hanno riguardato principalmente la Refining & Marketing e la Exploration & Production. Le svalutazioni contabilizzate nella Refining & Marketing di €149 milioni riguardano gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€123 milioni), sulla rete autostradale (€16 milioni), sugli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€2 milioni) e sulla rete convenzionata (€1 milione). Le svalutazioni contabilizzate nella Exploration & Production di €13 milioni riguardano alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'on-shore pugliese, dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine. In considerazione della volatilità dello scenario petrolifero e dell'incertezza circa il recupero del prezzo del petrolio, il management ha testato la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test attraverso diverse analisi di sensitività. Per maggiori informazioni al riguardo, si rinvia al paragrafo n.16 "Immobili, Impianti e Macchinari" delle Note al bilancio consolidato.

Le altre variazioni di €408 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €74 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €1 milione.

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

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	10.559	11.790
- Gas & Power	117	118
- Refining & Marketing	13.169	13.428
- Corporate	277	325
	24.122	25.661
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	7.528	8.223
- Gas & Power	78	79
- Refining & Marketing	9.543	9.753
- Corporate	181	184
	17.330	18.239
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	3.031	3.567
- Gas & Power	39	39
- Refining & Marketing	3.626	3.675
- Corporate	96	141
	6.792	7.422

Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.530 milioni (€2.649 milioni al 31 dicembre 2013) includono 4,1 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo si riducono di €1.119 milioni per effetto della riduzione delle scorte in giacenza e del loro adeguamento ai prezzi correnti (il fondo svalutazione delle scorte d'obbligo è pari a €544 milioni al 31 dicembre 2014).

16 Attività immateriali

80901/602

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2013									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			129	(129)				730	730
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	90	4	16	(35)	(2)	14	87	923	836
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	39			(11)		(1)	27	379	352
- Immobilizzazioni in corso e acconti	190	2	92			(16)	268	268	
- Altre attività immateriali	67			(9)		(1)	57	185	128
	386	6	237	(184)	(2)	(4)	439	2.485	2.046
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	771					2	773	855	82
	1.157	6	237	(184)	(2)	(2)	1.212	3.340	2.128
31.12.2014									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			230	(230)				1.010	1.010
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	87	2	19	(55)		183	236	1.128	892
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	27			(3)		4	28	384	356
- Immobilizzazioni in corso e acconti	268		50			(239)	79	79	
- Altre attività immateriali	57			(8)		8	57	193	136
	439	2	299	(296)		(44)	400	2.794	2.394
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	773	24					797	874	77
	1.212	26	299	(296)		(44)	1.197	3.668	2.471

I costi per attività mineraria inclusivi dei costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (€162 milioni) sono interamente ammortizzati nell'esercizio. I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €236 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffinazione e i diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%. Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €28 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione Val d'Agri (€11 milioni), alla concessione giacimento di Bonaccia (€12 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €79 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff.

Le altre attività immateriali di €57 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia-Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val d'Agri e dell'alto Adriatico (€31 milioni).

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle CGU che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Per la determinazione dei flussi di cassa e i tassi di sconto corrispondenti ai WACC adjusted si rinvia alla nota n.14 - Immobili, impianti e macchinari.

Il goodwill di €797 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione dell'Italgas Più, nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuel SpA, Toscana Energia Clienti SpA e ASA Trade, quest'ultima operata nel 2014. Il goodwill (ad esclusione di quello rinveniente dalla Messina Fuel SpA) è attribuito alla CGU Mercato Gas Italia. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill. L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 52% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 8,4 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 14%. Il valore d'uso della CGU Mercato Italia e la relativa analisi di sensitivity sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail.

Gli investimenti di €299 milioni (€237 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente i costi sostenuti per l'attività di ricerca mineraria (€162 milioni) della Exploration & Production, i costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di fatturazione del segmento retail/middle della Gas & Power (€26 milioni) e i costi per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff (€23 milioni).

80901/603

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

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

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	1.425	1.863
- Gas & Power	1.017	1.070
- Refining & Marketing	516	389
- Corporate	382	346
	3.340	3.668
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	1.329	1.770
- Gas & Power	102	199
- Refining & Marketing	480	267
- Corporate	217	235
	2.128	2.471
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	96	93
- Gas & Power	915	871
- Refining & Marketing	36	122
- Corporate	165	111
	1.212	1.197

Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valore iniziale	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Valutazione al fair value con effetti a CE	Valutazione al fair value con effetti a PN	Consolidamento Eni East Africa SpA	Altre variazioni ^(a)	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2013												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	26.404	6.322	382	(13)	(1.726)				(38)	31.331	48.248	16.917
- imprese collegate e joint venture	666	139		(12)	(100)			(69)	18	642	850	208
- altre imprese, di cui:	4.786			(2.191)		168	11			2.774	2.774	
- disponibili per la vendita	4.782			(2.191)		168	11			2.770	2.770	
- altre valutate al costo	4									4	4	
	31.856	6.461	382	(2.216)	(1.826)	168	11	(69)	(20)	34.747	51.872	17.125
31.12.2014												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	31.331	495	22		(1.300)				(31)	30.517	48.734	18.217
- imprese collegate e joint venture	642	(17)							(19)	606	606	
- altre imprese, di cui:	2.774			(805)		(221)				1.748	1.748	
- disponibili per la vendita	2.770			(805)		(221)				1.744	1.744	
- altre valutate al costo	4									4	4	
	34.747	478	22	(805)	(1.300)	(221)			(50)	32.871	51.088	18.217

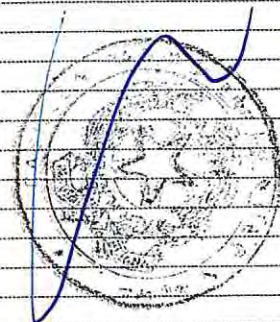
(a) Le altre variazioni comprendono: (i) la riclassifica di Distribuidora de Gas Cuyana SA, Inversora de Gas Cuyana SA, Distribuidora de Gas del Centro SA e Inversora de Gas del Centro SA ad attività destinate alla vendita; (ii) le fusioni di ASA Trade SpA e di Eni Gas & Power GmbH; (iii) la riclassifica di Acam Clienti SpA da società collegata a società controllata.

Le partecipazioni sono diminuite di €1.876 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

80901,604

[€ milioni]

Partecipazioni al 31 dicembre 2013	34.747
Incremento per:	
Interventi sul capitale	261
Syndial SpA	81
Raffineria di Gela SpA	62
Eni West Africa SpA	60
Eni Angola SpA	19
Eni Mozambico SpA	8
Ieoc SpA	3
Eni Timor Leste SpA	1
Agenzia Giornalistica Italia SpA	495
Acquisizioni	15
Acam Clienti SpA	7
Eni Gas & Power GmbH	22
Proventi per valutazione al fair value	10
Snam SpA	10
Decremento per:	
Cessioni	(805)
Galp Energia SGPS SA	(805)
Svalutazioni e perdite	(546)
Versalis SpA	(278)
Società Adriatica Idrocarburi SpA	(255)
Syndial SpA	(107)
Raffineria di Gela SpA	(47)
Eni West Africa SpA	(32)
Società Ionica Gas SpA	(21)
Eni Mozambico SpA	(4)
Eni Adfin SpA	(10)
Altre minori	(1.300)
Oneri per valutazione al fair value	(231)
Galp Energia SGPS SA	(231)
Rimborsi di capitale	(17)
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	(17)
Fusioni	(30)
ASA Trade SpA	(?)
Eni Gas & Power GmbH	(37)
Riclassifica partecipazioni destinate alla vendita	(5)
Distribuidora de Gas del Centro SA	(5)
Inversora de Gas Cuyana SA	(2)
Inversora de Gas del Centro SA	(1)
Distribuidora de Gas Cuyana SA	(13)
Partecipazioni al 31 dicembre 2014	32.871



80901.605

Le cessioni di €805 milioni sono relative alla cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA. Il 28 marzo 2014 Eni ha collocato n. 58.051.000 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 7% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €702 milioni, al prezzo unitario di €12,10 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €11 milioni. Inoltre, nel corso del primo semestre 2014 sono stati eseguiti collocamenti e cessioni spot che hanno riguardato circa l'1,15% del capitale sociale di Galp con un incasso complessivo di €122 milioni, a un prezzo medio di €12,83 per azione e una plusvalenza di conto economico pari a €8 milioni. Al 31 dicembre 2014 Eni detiene 66.337.592 azioni ordinarie Galp, corrispondenti a circa l'8% del capitale, che sono interamente al servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015. Per le azioni Galp al servizio del prestito obbligazionario convertibile⁷, le variazioni negative di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€231 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rilevare in modo correlato a conto economico sia il derivato implicito nel bond convertibile sia le azioni al servizio della conversione.

Al 31 dicembre 2014 Eni possiede n. 288.683.602 azioni di Snam SpA, pari all'8,25% del capitale sociale, che sono al servizio del bond convertibile di €1.250 milioni emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016. Per le azioni Snam al servizio del prestito obbligazionario convertibile⁸, le variazioni positive di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€10 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rilevare in modo correlato a conto economico sia il derivato implicito nel bond convertibile sia le azioni al servizio della conversione.

Le svalutazioni di €1.300 milioni sono relative essenzialmente a: (i) Versalis SpA (€546 milioni), Syndial SpA (€255 milioni) e Raffineria di Gela SpA (€107 milioni) in relazione all'andamento economico negativo; (ii) le partecipazioni in società esplorative in relazione al principio che comporta la rilevazione a conto economico delle spese esplorative.

(7) Vedi nota n.28 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".

(8) Vedi nota n.28 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".

80901/606

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

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2014	Saldo netto al 31.12.2013	Saldo netto al 31.12.2014 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
ACAM Clienti SpA ^(a)	100,000	6	21	8	(13)
Adriaplin doo	51,000	10	10	11	1
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	3	2	2	
ASA Trade SpA ^(b)		30			
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	92,660	...	...	...	...
Ecofuel SpA	100,000	48	48	162	114
Eni Adfin SpA	99,635	214	210	210	
Eni Angola SpA	100,000	217	277	53	(224)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Finance International SA	33,613	848	848	1.139	291
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	20	20	27	7
Eni Fuel Nord SpA	100,000	23	23	22	(1)
Eni Gas & Power NV	99,999	2.798	2.798	2.777	(21)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	...
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	437	337
Eni International BV	100,000	14.780	14.780	32.148	17.368
Eni International Resources Ltd	99,998	...	...	29	29
Eni Investments Plc	99,999	6.101	6.101	6.398	297
Eni Medio Oriente SpA ^(c)	100,000	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	175	42
Eni Mozambico SpA	100,000	3	1	1	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.250	1.250	1.180	(70)
EniPower SpA	100,000	937	937	723	(214)
Eni Power Generation NV	99,999	5	1	1	
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	36	9
EniServizi SpA	100,000	14	14	14	
Eni Timor Est SpA	100,000	7	8	9	1
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	164	(118)
Eni West Africa SpA	100,000	11	26	26	
Eni Zubair SpA	99,999	...	...	...	...
Est Più SpA	100,000	9	9	8	(1)
Floaters SpA	100,000	321	321	337	16
Ieoc SpA	100,000	14	20	22	2
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	337	52
Raffineria di Gela SpA	100,000	68	42	42	
Saipem SpA ^(d)	42,913	183	183	1.823	1.640
Servizi Aerei SpA	100,000	80	80	85	5
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	100,000	558	280	280	
Società Ionica Gas SpA	100,000	698	666	665	(1)
Società Petroliifera Italiana SpA	99,964	24	24	24	

80901/607

[€ milioni]

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2014	Saldo netto al 31.12.2013	Saldo netto al 31.12.2014 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Syndial SpA - Attività Diversificate ^(c)	99,999	149	155	155	
Tecnomare SpA	100,000	17	17	17	
Tigáz Zrt	97,876			312	312
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	116	64
Versalis SpA	100,000	984	438	438	
Totale imprese controllate		31.337	30.517		
Imprese collegate e joint venture					
Distribuidora de Gas Cuyana SA ^(c)	6,840	1			
Distribuidora de Gas del Centro SA ^(c)	31,350	5			
Eteria Parohis Aerioi Thessalias AE	49,000	39	39	44	5
Eteria Parohis Aerioi Thessalonikis AE	49,000	117	100	111	11
Inversora de Gas Cuyana SA ^(c)	76,000	5			
Inversora de Gas del Centro SA ^(c)	25,000	2			
Mariconsult SpA	50,000	...	...		
Seram SpA	25,000	...	...	1	1
Transmed SpA	50,000	...	...	8	8
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	41	16
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	577	135
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl		...			
Venezia Technologie SpA	50,000	...	...	1	1
Totale imprese collegate e joint venture		636	606		
Totale imprese controllate, collegate e joint venture		31.973	31.123		

(a) In data 25 febbraio 2014, Eni ha acquistato da ACAM SpA n. 6.120 azioni del valore nominale di €10, pari al 51% del capitale sociale di €120.000 di ACAM Clienti SpA; la partecipazione è stata riclassificata tra le partecipazioni controllate.

(b) La società è stata incorporata in Eni SpA in data 21 novembre 2014, con efficacia giuridica 1° dicembre 2014 e decorrenza ai fini contabili e fiscali 1° ottobre 2014.

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

(d) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2014 (€8,77 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.661 milioni.

(e) Partecipazioni riclassificate nelle Attività destinate alla vendita.

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

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,4%;
- per Eni Angola SpA ed Eni Petroleum Co. Inc., società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese (WACC compresi tra il 5,5% e il 6,7%, al netto imposte);
- per le restanti società, tutte appartenenti alla Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 4% e il 7%.

Il valore di mercato al 31 dicembre 2014 relativo alle partecipazioni disponibili per la vendita è il seguente:

80901/608

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (€)	Valore di mercato (€ milioni)
Partecipazioni disponibili per la vendita:				
- Snam SpA	288.683.602	8,25%	4,10	1.184
- Galp Energia SGPS SA	66.337.592	8,00%	8,43	560
Totale				1.744

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2014, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2.853	3.960
Titoli strumentali all'attività operativa	20	20
	2.873	3.980

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €3.960 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Saipem SpA (€1.663 milioni), Eni Finance International SA (€1.079 milioni), Versalis SpA (€672 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€167 milioni) ed EniPower SpA (€109 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.101 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €20 milioni riguardano titoli di Stato relativi al cauzioneamento bombole a norma D.L. n.128 del 22 febbraio 2006.

La scadenza dei crediti finanziari e titoli al 31 dicembre 2014 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	167	3.193	607	3.960
- non strumentali all'attività operativa	6.622			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa			20	20
	6.789	3.193	287	3.980

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.469 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,1735% e lo 0,3567% e in dollari compresi tra lo 0,2559% e il 2,718%. La gerarchia del fair value è di livello 2. I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.



80901,609

Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.777	1.523
Imposte sul reddito differite IRES	(110)	(150)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	176	215
Imposte sul reddito differite IRAP	(3)	(3)
Totale Eni SpA	1.840	1.585
Imposte anticipate società in joint operation	87	142
	1.927	1.727

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Incrementi	Decrementi	Delta aliquota	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Imposte differite:						
- differenze su attività materiali ed immateriali	(27)		3	1	4	(19)
- altre	(86)	(88)	35	2	3	(134)
	(113)	(88)	38	3	7	(153)
Imposte anticipate:						
- differenze su derivati	68				63	131
- fondi per rischi ed oneri	1.678	204	(226)	(86)		1.570
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	674	151	(82)	(54)	(5)	684
- differenze su attività materiali ed immateriali	205	37	(8)	(22)		212
- svalutazione crediti	157	84			1	242
- fondi per benefici ai dipendenti	65	15	(7)	(4)	5	74
- perdita fiscale	724	309		(97)		936
- svalutazione anticipate	(1.769)	(500)				(2.269)
- altre	151	93	(17)	(76)	7	158
	1.953	393	(340)	(339)	71	1.738
Totale Eni SpA	1.840	305	(302)	(336)	78	1.585
Imposte anticipate joint operation	88	54			1	143
Imposte differite joint operation	(1)					(1)
Totale joint operation	87	54			1	142
	1.927	359	(302)	(336)	79	1.727

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €1.585 milioni risentono: (i) della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e per gli anni successivi sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia, alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate, svalutando l'eccedenza non recuperabile (€500 milioni); (ii) della rettifica di attività per imposte anticipate a seguito dell'abrogazione all'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008 (cosiddetta Robin Tax), dichiarata incostituzionale con sentenza dell'11 febbraio 2015 che innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso (€377 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della fiscalità anticipata sulla perdita fiscale stimata per l'esercizio 2014 di Eni SpA e delle società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita (€212 milioni).

20 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti d'imposta	167	944
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	310	238
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	
Altri crediti da attività di disinvestimento	31	3
Altre attività	1.979	488
	2.493	1.673

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti di imposta chiesti a rimborso	118	866
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	63	92
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	167	944

I crediti di imposta chiesti a rimborso di €866 milioni includono il riconoscimento degli effetti dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax), al netto del rimborso ottenuto nell'esercizio (€748 milioni).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013		31.12.2014	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	47	704	9	324
Outright	9	429	13	384
Interest currency swap	141	1.099	140	1.137
	197	2.232	162	1.845
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	99	1.095	76	832
	99	1.095	76	832
Contratti su merci				
Over the counter	14	329		
	14	329		
	310	3.656	238	2.677

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €238 milioni (€310 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.

Le altre attività di €488 milioni riguardano per €395 milioni le quantità di gas non prelevate da Eni fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay, con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 24 - Debiti commerciali e altri debiti). Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali, alla riclassifica nelle altre attività correnti della parte relativa ai volumi che si prevede di recuperare nel 2015 (€496 milioni) e ad altre ottimizzazioni eseguite nell'esercizio. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. La clausola take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (v. definizione della clausola take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearli al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei

80901,611

limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. In applicazione di tale criterio contabile nel 2014 è stata rilevata una svalutazione di €54 milioni. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda determinata dalla debole crescita economica e dalla crisi del termoelettrico e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva sui benefici delle rinegoziazioni concluse e di quelle in corso/pianificate in termini di migliorata competitività del gas Eni, di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo e altre flessibilità operative, nonché azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto). La valutazione al fair value delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €14 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2013) si riferiscono essenzialmente alla cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e del 31,35% della partecipazione in Distribuidora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta). Le società operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina.

Passività correnti

80901/612

22 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €3.799 milioni (€4.536 milioni al 31 dicembre 2013) sono diminuite di €737 milioni. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	3.672	3.296
Dollaro USA	806	431
Lira Sterlina	48	49
Altre	10	23
	4.536	3.799

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,25% (0,28% nell'esercizio 2013), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €50 milioni.

Al 31 dicembre 2014 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €12.101 milioni (rispettivamente per €2.140 milioni e €11.638 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

23 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine di €3.488 milioni (€1.929 milioni al 31 dicembre 2013) è commentata nella nota n. 28 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo, cui si rinvia.

24 Debiti commerciali e altri debiti

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

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Debiti commerciali	7.354	8.377
Acconti e anticipi	366	285
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	256	353
- altri debiti	502	518
	758	871
	8.478	9.533

I debiti commerciali di €8.377 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€3.298 milioni), debiti verso imprese controllate (€5.042 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€37 milioni).

Gli acconti e anticipi di €285 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€219 milioni) e gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Exploration & Production (€50 milioni).

Gli altri debiti di €518 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€265 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€98 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi; (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€21 milioni).

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

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

25 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €4 milioni si riferiscono per €2 milioni a imposte estere della branch tedesca e per €2 milioni alla joint operation Raffineria di Milazzo ScpA.

80901/613

Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Accise e imposte di consumo	1.146	900
Royalty su idrocarburi estratti	289	249
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	33	34
IVA	124	31
Altre imposte e tasse	8	13
	1.600	1.227

Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	751	1.776
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	210	502
Altre passività	333	369
	1.294	2.647

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013		31.12.2014	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	217	6.536	318	4.997
Currency swap	318	13.796	922	18.896
Interest currency swap	6	31	6	69
	541	20.363	1.246	23.962
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	2	157	5	180
	2	157	5	180
Contratti su merci				
Over the counter	208	2.711	521	2.526
Future			4	
	208	2.711	525	2.526
	751	23.231	1.776	26.668

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €1.776 milioni (€751 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge, su operazioni in commodity, di €502 milioni è riferito alla Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2015 è indicato alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 32 - Patrimonio netto e alle note n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi e n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.

Le altre passività di €369 milioni comprendono la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€149 milioni) (v. nota n. 31 - Altre passività non correnti) e gli anticipi che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€106 milioni).

Passività non correnti

809011/616

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

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

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	1.416	327	1.743	1.936	158	2.094
Obbligazioni ordinarie	14.835	1.592	16.427	13.925	2.304	16.229
Obbligazioni convertibili	2.232	8	2.240	1.239	1.024	2.263
Altri finanziatori, di cui:	301	2	303	299	3	302
- imprese controllate	297		297	297	1	298
- altri	4	2	6	3	1	4
	18.784	1.929	20.713	17.400	3.488	20.888

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €20.888 milioni sono denominate in euro per €20.221 milioni e per €667 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2014 è del 3,22% per quelle denominate in euro (3,38% al 31 dicembre 2013) e 4,83% per quelle denominate in dollari (4,83% al 31 dicembre 2013).

I debiti verso banche di €2.094 milioni derivanti da finanziamenti sono aumentati di €351 milioni; al 31 dicembre 2014 non sono state utilizzate linee di credito.

Gli altri finanziatori di €302 milioni riguardano per €298 milioni operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine verso banche e altri finanziatori, inclusive delle rispettive quote a breve termine per complessivi €2.396 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,99% (1,66% al 31 dicembre 2013) e sul dollaro USA di 4,78% (4,78% al 31 dicembre 2013). I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,70% e il 4,78% (tra l'1,56% e il 4,78% al 31 dicembre 2013).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2014 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.887 milioni. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto non significativo sulla liquidità del Gruppo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2014 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.597 milioni (€4.718 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.



80901,615

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

Tipo	Valore al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
	2013	2014	Scad. 2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	Totale
Banche	1.743	2.094	158	351	170	148	146	1.121	2.094
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.565	1.567	69	1.498					1.567
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.511	1.512	18				1.494		1.512
- Euro Medium Term Notes 5,875%	1.319								
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.252	1.253	8		1.245				1.253
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.034	1.034	39					995	1.034
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.029	1.030	32			998			1.030
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.018	1.018	20					998	1.018
- Euro Medium Term Notes 3,750%	760	761	14				747		761
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.003	1.004	16					988	1.004
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.218	1.218	14					1.204	1.218
- Euro Medium Term Notes 2,625%	800	801	2					799	801
- Euro Medium Term Notes 3,625%		1.025	33					992	1.025
- Retail TF 4,875%	1.110	1.112	12		1.100				1.112
- Retail 4,000%	1.015	1.019	1.019						1.019
- Retail VARIABILE%	996	999	999						999
- Bond US 4,150%	328	373	4					369	373
- Bond US 5,700%	254	288	4					284	288
- Retail TV	215	215	1		214				215
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile azioni Galp	1.003	1.016	1.016						1.016
- Bond convertibile azioni Snam	1.237	1.247	8	1.239					1.247
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	297	298	1			172	6	119	298
- altri	6	4	1	3					4
	20.713	20.888	3.488	3.091	2.729	1.318	2.393	7.869	20.888

80901/616

Nel corso del 2014 è stato emesso un nuovo prestito obbligazionario per €1.025 milioni. L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2014 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.500	67	1.567	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	12	1.512	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.250	3	1.253	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	34	1.034	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	30	1.030	EUR	2018	3,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	18	1.018	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	750	11	761	EUR	2019	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	4	1.004	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.200	18	1.218	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	25	1.025	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.109	3	1.112	EUR	2017	4,875
- Retail TF	1.000	19	1.019	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	(1)	999	EUR	2015	variabile
- Retail	1.000	(1)	999	EUR	2015	variabile
- Bond US	371	2	373	USD	2020	4,150
- Bond US	289	(1)	288	USD	2040	5,700
- Retail TV	215		215	EUR	2017	variabile
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile azioni Galp	1.028	(12)	1.016	EUR	2015	0,250
- Bond convertibile azioni Snam	1.250	(3)	1.247	EUR	2016	0,625
	18.262	230	18.492			

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.585 milioni.

Le obbligazioni convertibili di €2.263 milioni riguardano: (i) per €1.247 milioni, l'emissione avvenuta il 18 gennaio 2013 di un prestito obbligazionario dell'importo nominale di €1.250 milioni convertibile in azioni ordinarie Snam SpA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,625%. Il prezzo di conversione di €4,33 per azione rappresenta un premio di circa il 20% rispetto alla quotazione al momento del collocamento. Il sottostante del bond convertibile in azioni Snam è rappresentato da circa 288,7 milioni di azioni ordinarie di Snam SpA, pari a circa l'8,25% del capitale della società. Il prestito è valutato al costo ammortizzato, mentre l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39. Considerato il prezzo corrente dell'azione Snam a fine esercizio di €4,1 è stato registrato un provento da rivalutazione a conto economico di €10 milioni e una variazione positiva del fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile pari a €23 milioni; (ii) per €1.016 milioni, il prestito obbligazionario emesso al 30 novembre 2012 dell'importo nominale di €1.028 milioni convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,25%. Il prezzo di conversione di €15,50 per azione che rappresenta un premio di circa il 35% rispetto al prezzo di collocamento dell'offerta equity. Il sottostante del bond convertibile in azioni Galp è rappresentato da 66,3 milioni di azioni ordinarie di Galp, pari a circa l'8% del capitale della società. Il prestito è valutato al costo ammortizzato, mentre l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39. Considerato il prezzo corrente dell'azione Galp a fine esercizio di €8,43 è stato registrato un onere a conto economico di €231 milioni, parzialmente compensato da una variazione positiva del fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile pari a €45 milioni.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €22.391 milioni ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra lo 0,1735% e l'1,2895% (tra lo 0,389% e il 2,45% al 31 dicembre 2013) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,2559% e il 2,718% (tra lo 0,246% e il 3,87% al 31 dicembre 2013). La gerarchia del fair value è di livello 2.

80901/617

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

[€ milioni]	31.12.2013			31.12.2014		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	3.894		3.894	4.280		4.280
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.004		5.004	5.024		5.024
C. Liquidità (A+B)	8.898		8.898	9.304		9.304
D. Crediti finanziari ^(a)	5.486		5.486	6.622		6.622
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	199		199	212		212
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	327	1.416	1.743	158	1.936	2.094
G. Prestiti obbligazionari	1.600	17.067	18.667	3.327	15.165	18.492
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	4.337		4.337	3.587		3.587
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		297	297	1	297	298
L. Altre passività finanziarie	2	4	6	2	2	4
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.465	18.784	25.249	7.287	17.400	24.687
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(7.919)	18.784	10.865	(8.639)	17.400	8.761

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

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

[€ milioni]	Valore iniziale	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2013								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.555	(19)	48	21	(29)	(1)		1.575
Fondo oneri per contratti onerosi				800				800
Fondo rischi e oneri ambientali	743			70	(79)	(3)		731
Fondo esodi e mobilità lunga	135		1	184	(34)		(1)	285
Fondo rischi per contenziosi	744			36	(446)	(154)	(1)	179
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	90					(7)		83
Fondo copertura perdite imprese partecipate	485				(485)			
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	24				(24)			
Altri fondi per rischi ed oneri	322			400	(126)	(40)	3	559
	4.098	(19)	49	1.511	(1.223)	(205)	1	4.212
31.12.2014								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.575	354	49	5	(33)	(4)		1.946
Fondo oneri per contratti onerosi	800			9	(94)			715
Fondo rischi e oneri ambientali	731			145	(131)	(2)		743
Fondo esodi e mobilità lunga	285		10	7	(83)	(58)		161
Fondo rischi per contenziosi	179			13	(38)	(38)		116
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	83					(1)		82
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA				25				25
Altri fondi per rischi ed oneri	559			321	(112)	(42)		726
	4.212	354	59	525	(491)	(145)		4.514

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.946 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€1.900 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra lo 0,398% e il 2,633%; il periodo previsto degli esborsi è 2015-2054; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€25 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo per contratti onerosi di €715 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

80901/618

Il fondo rischi e oneri ambientali di €743 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare sui siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€437 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€129 milioni), negli impianti di raffinazione (€30 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€35 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€24 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€49 milioni) e ad altri siti non operativi (€33 milioni).

Il fondo esodi e mobilità lunga di €161 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. Gli utilizzi per esuberanza sono dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013-2014 per effetto delle caratteristiche del personale che ha aderito al piano e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010-2011.

Il fondo rischi per contenziosi di €116 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €82 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Il fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA di €25 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Saipem SpA all'atto della cessione della partecipazione in Snamprogetti SpA.

Gli altri fondi di €726 milioni comprendono: (i) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (€317 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito (€23 milioni); (iii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€13 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€13 milioni); (v) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€12 milioni).

Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	196	213
Piani esteri		3
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	68	78
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	80	87
	344	381

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali. I piani esteri riguardano essenzialmente i premi di anzianità e i piani pensione a benefici definiti relativi alla branch della Gas & Power presente in Belgio. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno dell'Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali. La stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di un parametro di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

80901/619

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2013				31.12.2014				
	TFR	FISDE	Altri	Totale	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	182	68	85	335	196		68	80	344
Costo corrente		2	29	31			2	27	29
Interessi passivi	6	2	1	9	6		2	1	9
Rivalutazioni:	(4)	(4)	(15)	(23)	20		9		29
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)	(2)		(3)					
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(1)	(14)	(15)	23		10	1	34
- Effetto dell'esperienza passata	(3)	(1)	(1)	(5)	(3)		(1)	(1)	(5)
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione			(3)	(3)					
Benefici pagati	(6)	(3)	(22)	(31)	(11)		(3)	(21)	(35)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti	18	3	5	26	2	8			10
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	196	68	80	344	213	8	78	87	386
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio									
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti						5			5
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)						5			5
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	196	68	80	344	213	3	78	87	381

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine di €87 milioni (€80 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per €63 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2013), i premi di anzianità per €16 milioni (€16 milioni al 31 dicembre 2013) e i piani di incentivazione di lungo termine per €8 milioni (€4 milioni al 31 dicembre 2013).

I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	FISDE	Altri	Totale
2013				
Costo corrente		2	29	31
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione			(3)	(3)
Interessi passivi (attivi) netti:				
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	2	1	9
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	2	1	9
- di cui rilevato nel costo lavoro			1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	6	2		8
Rivalutazioni dei piani a lungo termine			(15)	(15)
Totale	6	4	12	22
- di cui rilevato nel costo lavoro		2	12	14
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	6	2		8
2014				
Costo corrente		2	27	29
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				
Interessi passivi (attivi) netti:				
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	2	1	9
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	2	1	9
- di cui rilevato nel costo lavoro			1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	6	2		8
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				
Totale	6	4	28	38
- di cui rilevato nel costo lavoro		2	28	30
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	6	2		8

80901/620

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

(€ milioni)	2013			2014		
	TFR	FISDE	Totale	TFR	FISDE	Totale
Rivalutazioni:						
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)	(2)	(3)			
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(1)	(1)	23	10	33
- Effetto dell'esperienza passata	(3)	(1)	(4)	(3)	(1)	(4)
	(4)	(4)	(8)	20	9	29

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività a servizio del piano:		
- Altre attività con prezzi quotati in mercati attivi		5
		5

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dagli organi di gestione dei fondi pensione per i dipendenti del settore dell'energia elettrica ed il gas in Belgio, di cui la branch belga di Eni SpA è membro, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2013				
Tassi di sconto	(%)	3,0	3,0	1,1 - 3,0
Tasso di inflazione	(%)	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		24	
2014				
Tassi di sconto	%	2,0	2,0	0,5 - 2,0
Tasso di inflazione	%	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		24	

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA. Il tasso di inflazione corrisponde all'obiettivo di lungo termine della Banca Centrale Europea. Sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48), con eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPSS5). Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
Effetto sull'obbligazione netta:				
TFR	(12)	13	9	
Piani esteri	-	-	-	
FISDE	(5)	6		
Altri	(1)	1	1	

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €39 milioni, di cui €6 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

80901/621

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

(€ milioni)	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
31.12.2013				
2014	3		3	22
2015	3		3	29
2016	3		3	35
2017	4		3	2
2018	5		3	1
Oltre il 2018	178		53	6
31.12.2014				
2015	3		3	33
2016	3		3	29
2017	4		3	34
2018	5		3	1
2019	8		3	1
Oltre il 2019	190	3	63	4

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

		TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2013					
Durata media ponderata	anni	12,6		13,9	3,1
2014					
Durata media ponderata	anni	12,2	7,0	14,9	3,0

30 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	430	301
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	
Depositi cauzionali	249	247
Altre passività	1.287	1.149
	1.967	1.697

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013		31.12.2014	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	40	1.141	15	556
Currency swap	53	1.205	56	657
Interest currency swap	142	1.099	135	1.130
	235	3.445	206	2.343
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	49	583	36	322
	49	583	36	322
Contratti su merci				
Over the counter	19	398		
	19	398		
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	127		59	
	430	4.426	301	2.665

80901/622

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €301 milioni (€430 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) gli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €59 milioni la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili 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).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.

I depositi cauzionali a lungo termine di €247 milioni fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica (€225 milioni).

Le altre passività di €1.149 milioni riguardano: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo GDF Suez) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (€633 milioni), GDF Suez SA (Gruppo GDF Suez) per la fornitura di gas naturale (€161 milioni) per un periodo di 20 anni; GDF Suez SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna al PSV (in Italia) (€6 milioni) e GDF Suez SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna a Eynatten (Germania) (€12 milioni); (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€192 milioni); ed Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€39 milioni); (iii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€29 milioni) e la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€29 milioni); (iv) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà di Interconnector UK Ltd (€2 milioni).

La differenza tra il valore di mercato e il valore di iscrizione delle altre passività non correnti non è significativo.



80901/623

Patrimonio netto

[€ milioni]	31.12.2013	31.12.2014
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(201)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Altre riserve di capitale:	9.990	9.990
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(179)	(347)
Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	76	
Riserva IFRS 10 e 11 non disponibili	6	7
Riserva IFRS 10 e 11 disponibili		4
Altre riserve di utili non disponibili:	1.489	1.107
Riserva art. 6, comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005	1.515	1.152
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)	(45)
Altre riserve di utili disponibili:	15.976	16.749
<i>Riserva disponibile</i>	15.462	16.230
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
Riserva da avanzo di fusione	8	13
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Acconto sui dividendi	(1.993)	(2.020)
Utile dell'esercizio	4.414	4.455
	40.743	40.529

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2014, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie (stesso ammontare al 31 dicembre 2013), prive di indicazione del valore nominale come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 68,99%, di proprietà di altri azionisti.

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA (ora Gas & Power), Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

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

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni (€201 milioni al 31 dicembre 2013), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie (n. 11.388.287 azioni al 31 dicembre 2013).

Nell'esercizio sono state acquistate n. 21.656.910 azioni ordinarie, per il corrispettivo di €380 milioni. Il prezzo medio della azioni acquistate è pari a €17,55.

In seguito alla scadenza delle opzioni relative all'assegnazione 2008 del Piano di stock option 2006-2008, le azioni proprie al servizio dei piani di stock option si

decrementano di n. 2.980.725 (al 31 dicembre 2013 le azioni proprie al servizio dei piani di stock erano n. 2.980.725). Al 31 dicembre 2014 non sono in essere piani di stock option.

Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 35 - Costo lavoro - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni.

80901/624

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie è di €6.201 milioni. L'Assemblea dell'8 maggio 2014 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della presente delibera – fino a un massimo di 363.000.000 di azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6 miliardi, comprensivi rispettivamente del numero e del controvalore delle azioni proprie acquistate successivamente alla delibera assembleare di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie del 16 luglio 2012, a un corrispettivo unitario non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione, aumentato del 5% secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 c.c., il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €9.990 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

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

La riserva negativa di €347 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati dalla Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2013	(248)	69	(179)
Variazione dell'esercizio 2014	(232)	64	(168)
Riserva al 31 dicembre 2014	(480)	133	(347)

La variazione di €232 milioni include il reversal a conto economico di oneri di €101 milioni rilevati negli acquisti, prestazioni e costi diversi e di proventi di €134 milioni rilevati nei ricavi della gestione caratteristica.

Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale

La riserva, costituita ai sensi dell'art. 6 comma 1, lettera b) D.Lgs. 38/2005 e relativa alla valutazione al fair value delle partecipazioni disponibili per la vendita, si riduce integralmente di €76 milioni a seguito della cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA avvenuta nel primo semestre 2014.



80901.625

Riserva IFRS 10 e 11 non disponibili

La riserva di €7 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 omologati dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012 con Regolamento n. 1254/2012. Le nuove disposizioni sono state applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici del 2013. Nel bilancio, l'applicazione delle nuove disposizioni ha comportato al 1° gennaio 2013 un aumento della riserva di €6 milioni. Nel corso del 2014, la riserva si incrementa essenzialmente per effetto dell'attribuzione dell'utile netto 2013 delle joint operation (€4 milioni) e si decrementa di €4 milioni a seguito della distribuzione di dividendi da parte della Società Oleodotti Meridionali SpA, società in joint operation.

Riserva IFRS 10 e 11 disponibili

La riserva di €4 milioni è relativa ai dividendi distribuiti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA, società in joint operation.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di €1.107 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 1, lettera a) D.Lgs. 38/2005: la riserva di €1.152 milioni si incrementa per €176 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria dell'8 maggio 2014 in sede di attribuzione dell'utile 2013 e corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. 28 febbraio 2005. La riserva si riduce di €539 milioni ai sensi dell'art. 6, comma 3, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2014 come di seguito indicato:

(€ milioni)	Galp Energia SGPS SA		Snam SpA		Valutazione rimanenze		TOTALE
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2013	1.132	(22)	413	(8)			1.515
Attribuzione utile 2013	10	...	158	(3)	20	(9)	176
Variazione dell'esercizio 2014	(538)	10			(20)	9	(539)
Riserva al 31 dicembre 2014	604	(12)	571	(11)			1.152

- riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale: la riserva negativa di €45 milioni riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevate nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €16.749 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €16.230 milioni con un incremento di €768 milioni dovuto essenzialmente: (i) alla riclassifica della riserva art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. 28 febbraio 2005 costituita in sede assembleare per effetto delle plusvalenze realizzate nel corso del 2014 (€539 milioni); (ii) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2013 (€255 milioni). Tali incrementi sono stati parzialmente compensati: (i) dalle operazioni under common control (€19 milioni)⁹; (ii) dal fair value dei diritti decaduti relativi ai piani di stock option (€7 milioni);
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 di Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €13 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Eni Hellas SpA, decorsa dal 1° novembre 2012 (€8 milioni) e di Eni Gas & Power GmbH, decorsa dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni). Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

(9) Nel 2014 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie: (i) incorporazione dell'ASA Trade SpA. L'operazione è stata approvata in data 30 luglio 2014; l'atto di fusione è stato firmato in data 21 novembre 2014, con efficacia dal 1° dicembre 2014 ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° ottobre 2014. La fusione è stata preceduta da un affitto di ramo d'azienda dal 1° giugno al 30 novembre 2014; (ii) acquisizione del ramo di azienda "Accounting and Back Office" da Eni Trading & Shipping SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 24 gennaio 2014, con efficacia 1° febbraio 2014; (iii) acquisizione del ramo d'azienda "Midstream Gas" dalla società Eni Gas & Power NV. L'atto è stato stipulato in data 1° ottobre 2014, con efficacia contabile e fiscale a partire dalla stessa data.

80901/626

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

Acconto sui dividendi

Riguarda per €2.020 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di €0,56 per azione deliberato il 17 settembre 2014 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2014.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziare imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €1,32 miliardi. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €24,24 miliardi.

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

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2013	2014	31.12.2013	31.12.2014
Eni SpA	4.410	4.460	40.733	40.523
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation	4	(5)	10	6
Eni SpA - applicazione IFRS 10 - 11	4.414	4.455	40.743	40.529

Per maggiori informazioni, si rinvia al paragrafo n. 4 - Modifica dei criteri contabili.



Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €70.238 milioni (€65.156 milioni al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	17.761	39.517	57.278	20.435	41.429	61.864
Imprese collegate e joint venture	6.249	133	6.382	6.122	117	6.239
Imprese in joint operation		83	83		126	126
Proprio		1.253	1.253		1.834	1.834
Altri		160	160		175	175
Totale	24.010	41.146	65.156	26.557	43.681	70.238

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €20.435 milioni riguardano:

- per €20.331 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 ammonta a €11.717 milioni;
- per €104 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Polimeri Europa France SAS e dalla Syndial SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €6.122 milioni sono relative:

- per €6.122 milioni la fidejussione prestata a 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 2014 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 €41.429 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 2014 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €1.389 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 2014 l'impegno effettivo è di €294 milioni;
- per €2.471 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, fino a un massimo di 3.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2014 l'impegno effettivo è di €1.871 milioni;
- per €1.647 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, fino a un massimo di 2.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2014 l'impegno effettivo è di €103 milioni;
- per €11.685 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (€4.498 milioni), Refining & Marketing (€6.147 milioni), Altre attività e società finanziarie (€567 milioni), Gas & Power (€375 milioni) e Petrolchimica (€98 milioni) e da questi manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale;
- per €3.117 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 2014 ammonta a €2.511 milioni;
- per €1.470 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.153 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 2014 è pari al valore nominale;
- per €322 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;
- per €241 milioni le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti da Singea SpA in liquidazione (incorporata da Syndial nel 2002) per la cessione di PortoVesme Srl;
- per €179 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;
- per €47 milioni garanzie rilasciate a favore di Česká Rafinérská AS nell'interesse dell'Eni Česká Republika Sro (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale;

80901/628

- 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 2014 ammonta a €16 milioni;
- per €33 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 2014 è pari al valore nominale;
- per €30 milioni la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tígáz (97,88% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tígáz dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €117 milioni riguardano essenzialmente:

- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 ammonta a €53 milioni;
- per €54 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 2014 è pari al valore nominale;
- per €6 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint operation di €126 milioni riguardano:

- le manleve e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche in relazione essenzialmente alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA, società in joint operation. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.834 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 2014 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €175 milioni riguardano essenzialmente:

- per €168 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 da 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 2014 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 al Gruppo Snam. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al nominale.

L'impegno effettivo al 31 dicembre 2013 è pari al nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Impegni acquisto valuta		268
Impegni vendita valuta		238
Totale impegni acquisto/vendita valuta		506
Altri impegni	214	226
Rischi	35	25
	249	257

Gli impegni di acquisto/vendita valuta di €506 milioni riguardano strumenti finanziari derivati non di copertura su cambi, la cui scadenza è prevista entro la prima settimana del 2015. Al 31 dicembre 2014 il fair value di tali strumenti finanziari derivati è pari a zero.

Gli altri impegni di €226 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 2014 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €130 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 Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) per €76 milioni. In particolare, con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA), perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni SpA ha ancora l'impegno ad acquistare da Italgas alcuni immobili, tramite la controllata EniServizi SpA, di cui all'accordo del 24 ottobre 2012, che include una clausola di salvaguardia che concede a Snam SpA 120 giorni di tempo dalla data in cui EniServizi e/o Italgas abbiano comunicato alla rispettiva controparte l'intenzione di non dare esecuzione al contratto di compravendita del Complesso Immobiliare, per richiedere l'indennizzo degli oneri ambientali relativi esclusivamente all'immobile. L'eventuale indennizzo, al netto dell'effetto fiscale, sarà dovuto fino a un massimo di circa €76 milioni.

I rischi di €25 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.

80901.629

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 nell'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 seguito del trasferimento del portafoglio di Padana Assicurazioni a 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). Dal 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 vi è l'interesse di Greenconnector di utilizzare la tratta per il trasporto di energia;
- gli impegni derivanti dalle "Letter of Undertaking" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due partner si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di ship-or-pay con TAG; (ii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- l'impegno sorto nell'ambito dell'acquisizione di Eni G&P SA/NV (ex Distrigas NV) di riconoscere agli ex azionisti l'aggiustamento del prezzo ("Tariff Adjustment") legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto, per garantire tali obblighi, ha rilasciato delle Parent Company Guarantees di importo al momento non quantificabile.

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 "Ramo Clienti" da Eni ad ACAM Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
- 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;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Area Crotone" da Eni a Società Ionica Gas 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

80901/1630

"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

8090.1/631

derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio mercato tasso d'interesse

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

Rischio mercato commodity

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

- a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime;
- b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset;
- c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio mercato liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone

80901/632

principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi:

- a) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie);
- b) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito.

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con la metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99° percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso dell'esercizio 2014 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio ponderato pari ad A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2014 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2013) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione).

Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

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

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

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

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

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

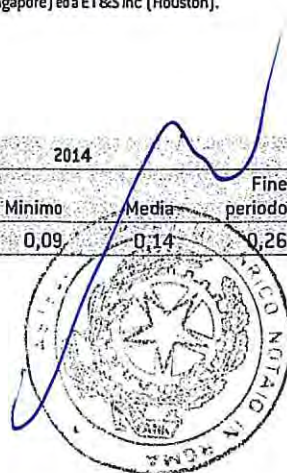
(a) Il perimetro consiste nella Direzione MidStream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading&Shipping portafoglio Commerciale e consociate estere delle Divisioni operative. Per quanto riguarda la Direzione MidStream a partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR della Direzione MidStream nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading&Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

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

(€ milioni)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica ^(a)	0,12	0,02	0,10	0,11	0,28	0,09	0,14	0,26

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata a luglio 2013.



80901/633

Rischio credito

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

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

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi 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, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso – tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali – a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; al 31 dicembre 2014 il programma risulta utilizzato per €13,3 miliardi.

Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve; il rating attribuito da Standard & Poor's è al momento sotto revisione per un possibile declassamento (Credit Watch Negative); Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook stabile. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

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

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

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

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri.

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

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

80901/636

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

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

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

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

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

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

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

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

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

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

80901/635

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2015	2016	2017	2018	2019 e Oltre	
Impegni per progetti committed	971	578	490	421	39	2.499
	971	578	490	421	39	2.499

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

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

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

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

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

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

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €383 milioni di oneri (oneri per €277 milioni nel 2013) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €114 milioni di proventi (oneri per €3 milioni nel 2013).

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

Informazioni sulle valutazioni al fair value

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

- 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.

80901/636

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

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

Nel corso dell'esercizio 2014 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

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

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2014, a fronte di 5,38 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,24 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,14 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente colmato mediante ricorso al mercato.



8090.1/637

Ricavi

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

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	48.012	42.356
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	8	(7)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(2)	1
	48.018	42.350

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

80901/638

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

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

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

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €63 milioni riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

Costi operativi

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

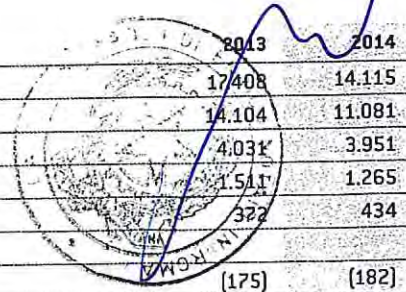
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

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

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

	2013	2014
(€ milioni)		
Gas naturale	17.408	14.115
Materie prime, sussidiarie	14.104	11.081
Prodotti	4.031	3.951
Semilavorati	1.511	1.265
Materiali e materie di consumo	322	434
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(175)	(182)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(19)	(31)
	37.232	30.633



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

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

80901/639

I costi per servizi riguardano:

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

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

I costi per godimento beni di terzi di €644 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €220 milioni (€259 milioni al 31 dicembre 2013) e canoni per contratti di leasing operativo per €190 milioni (€185 milioni al 31 dicembre 2013). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €145 milioni (€140 milioni al 31 dicembre 2013). I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(€ milioni)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	519	94	92	85	74	41	133
Altri	83	24	25	18	16		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	602	118	117	103	90	41	133

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

La variazione rimanenze di €1.620 milioni include l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi correnti dell'esercizio. Gli altri oneri di €695 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti (€383 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€131 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zonalı addebitati dal Gestore Servizi Energetici GSE, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€72 milioni).

80901/640

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Salari e stipendi	806	856
Oneri sociali	231	243
Oneri per benefici ai dipendenti	66	86
Costi personale in comando	58	75
Altri costi	197	(19)
	1.358	1.241
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(93)	(92)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(61)	(68)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(7)	(8)
	1.197	1.073

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

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

Numero medio dei dipendenti

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

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

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

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

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

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

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

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

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

80901641

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €34 milioni e €39 milioni rispettivamente per il 2013 e il 2014 e si analizzano come segue:

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

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

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

Altri proventi (oneri) operativi

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

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

Gli altri oneri operativi netti di €79 milioni (oneri operativi netti di €168 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (€80 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dalla Gas & Power (provento netto di €1 milione).

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

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

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

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

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

80901/662

Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

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

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

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

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

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

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

I proventi netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €330 milioni si determinano per effetto: (i) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie, (ii) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su cambi posti in essere dalla Gas & Power (onere netto di €6 milioni).

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

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

80901/663

Proventi (oneri) su partecipazioni

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

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

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

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

80901/644

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

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

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
- IRES	60	9
- IRAP	(9)	1
Addizionale Legge n.7/09	(184)	824
Totale imposte correnti	(133)	834
Imposte differite	42	(47)
Imposte anticipate	790	214
Svalutazione imposte anticipate ^(a)	(903)	(500)
Totale imposte differite e anticipate	(71)	(833)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(204)	501
Imposte correnti relative alla joint operation	(5)	1
Imposte anticipate nette relative alla joint operation	25	54
Totale imposte sul reddito joint operation	20	55
	(184)	556

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

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

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

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

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

(€ milioni) **80901/645**

		2013		2014	
		Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	4.614	38,00%	1.753	3.959	1.089
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	(2.086)	3,90%		[257]	
Aliquota teorica		38,00%		27,50%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:					
- dividendi esclusi da tassazione		-77,36%		-46,18%	
- perdite fiscali società incluse nel consolidato fiscale		-1,63%		-2,74%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		15,58%		9,93%	
- addizionale IRES Legge 7/2009		4,00%		-20,82%	
- svalutazioni anticipate		19,57%		12,63%	
- effetto eliminazione addizionale all'Ires Robin Tax				9,45%	
- altre variazioni		6,28%		-2,42%	
Aliquota effettiva		4,44%		-12,65%	

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

39 Discontinued operations

Non si rilevano discontinued operations per l'anno 2014.

40 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

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

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

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi tra linee di business/staff sono conseguiti applicando le condizioni di mercato.

80901/646

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione:

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
Esercizio 2013							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	24.364	1.659	170	29	1.687	477	28.386
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.271					76	1.347
Esercizio 2014							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	22.684	2.170	202	151	1.172	633	27.012
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.228					260	1.488

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2013	2014
Italia	32.052	26.508
Resto dell'Unione Europea	12.987	12.654
Asia	1.459	1.725
Resto dell'Europa	741	670
Africa	224	461
Americhe	537	292
Altre aree	18	40
	48.018	42.350

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
- il rapporto intrattenuto con Vodafone Omnitel BV correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione in applicazione del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate del 12 marzo 2010 e della procedura interna Eni "Operazioni con interessi" degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate". I suddetti rapporti, regolati alle condizioni di mercato, riguardano in particolare i servizi di comunicazione mobile (€11,5 milioni in termini di acquisti nel 2014) e l'accordo di collaborazione commerciale relativo al loyalty program you&eni (importo non significativo nel 2014);
- i contributi a enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2014 con: (i) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€4 milioni); (ii) fondo pensione dirigenti (€20 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

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

Esercizio 2013

(€ milioni)

31.12.2013

Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			2013 Ricavi ^(a)			Derivati Commodity
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	11				11.418					7		
Agip Karachaganak BV	12				2.506					11	2	
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	52									52		
Agip Oil Ecuador BV	2				100					3		
Distrigas LNG Shipping SA		3			105			18				
Ecofuel SpA	3	20	1		22	215				1	2	
Eni Adfin SpA	9	8			1		61	10		19	3	
Eni AEP Ltd					67							
Eni Angola Exploration BV	6				67					6		
Eni Austria GmbH	9				9			1	125	1		
Eni Congo SA	31	1						1	1	79		
Eni Croatia BV	1	13				120				1	1	
Eni Deutschland GmbH	168	9				108			1.841	3		
Eni Finance International SA	2		67	164						1		
Eni France Sarl	8	7			97	119			22	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	132								681	1	1	
Eni Fuel Nord SpA	146				17				701	1	1	
Eni Gas & Power France SA	122	3			9	4	5		782		1	
Eni Gas & Power GmbH	163	3					10		1.003			
Eni Gas & Power NV	490	381	15	13	56	2.542	(36)	14	2.214	20	1	(1)
Eni Insurance Ltd	5				348		23			1	3	
Eni Lasmo Ltd					469							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	24	57				490	1		137	34		
Eni Middle East BV					368							
Eni Norge AS	11	12		3	260	124				17	2	
Eni North Africa BV	13	47			53	325				15	2	
Eni Petroleum Co Inc	6	6			863		6			16		
Eni Rete oil&nonoil SpA	18	28				5	10		567	4	5	
Eni Slovenija Doo	29				23				223			
Eni Suisse SA	16	3				53	1		212	1		
Eni Trading & Shipping Inc					120							
Eni Trading & Shipping SpA	1.422	1.811	209	289	4.453	14.454	183	(8)	2.840	35	3	(237)
Eni UK Ltd	7	65			4		58			11	3	
Eni Usa Gas Marketing LIC					1.331							
Eni West Africa SpA	1				75					2		
EniPower Mantova SpA	31	38			6	22	115		140	10		
EniPower SpA	113	284	8		30	145	527	6	398	37	3	
EniServizi SpA	22	22			35	1	143	17	19	16	5	
First Calgary Petroleums LP					1.099							
LNG Shipping SpA	8	10			4		8	135	4		1	
Nigerian Agip Oil Co Ltd	65	52			59		(7)	16		36		
Polimeri Europa France Sas					94							
Raffineria di Gela SpA	50	102			139	1	390	7	165	16	3	
Saipem America Inc					33							
Saipem Australia Pty Ltd					120							
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			51	86	609				1			

80901/668

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2013						2013						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati	
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity	
Saipem Contracting Algeria SpA					128								
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					486								
Saipem Ltd			2	5	102		3						
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			1	9	75								
Saipem SA		4	7	26	384		10						
Saipem SpA	18	102	47	82	2.661	2	203	24	4	23	6		
Snamprogetti Canada Inc					100								
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					136								
Società Adriatica Idrocarburi SpA	18	22			9	89			3	24			
Società Ionica Gas SpA	19	40				235			14	8			
Syndial SpA	25	38			913		11	19	11	30	5		
Tecnomare SpA	3	40			10		63	2		3	1		
Tigáz Zrt	11		3	2	159				82	1	1		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	9	371					343			59			
Versalis SpA	180	65	1		1.013	3	7		837	115	5		
Altre ^(*)	239	150	5	9	547	47	149	74	84	337	60		
	3.730	3.817	417	688	31.792	19.104	2.287	336	13.111	1.058	120	(238)	
Imprese collegate e joint venture													
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.122								
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	33								165	1			
Eni East Africa SpA										53	5		
InAgip doo	51	5					(2)		(4)	5			
Società EniPower Ferrara Srl	31	72			31	22	119		100	17			
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	23	1					1		254				
Unión Fenosa Gas SA	1				57				17	1	1		
Altre ^(*)	33	13			62		53		79		4		
	172	91			6.272	22	171		611	77	10		
Imprese controllate dallo Stato													
Gruppo Enel	95					2	843		77	103			
Gruppo Gestore Servizi Energetici	70	134				810		68	265	21			
Gruppo Snam	310	537			13	38	2.037	4	790	37	1		
Terna SpA	7	41				38	148	10	10	35			19
Altre imprese a controllo statale ^(*)	36	21				1	44	4	45	2			
	518	733			13	889	3.072	86	1.187	198	1		19
Fondi pensione e fondazioni													
		1						4	28				
	4.420	4.642	417	688	38.077	20.015	5.534	450	14.909	1.373	131	(219)	

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

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

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



809011/649

Esercizio 2014

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2014					2014						
	Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	27				12.970					23		
Agip Karachaganak BV	22				2.846		2			18	3	
Agip Oil Ecuador BV	1				112					3		
Ecofuel SpA	3	22			15	220						
Eni AEP Ltd					102							
Eni Angola SpA	42				31					71		
Eni Austria GmbH	3				9				109	1		
Eni Česká Republika Sro					54	26						
Eni Congo SA	54								1	108		
Eni Croatia BV	1					81				2		
Eni Deutschland GmbH	140			1		122			1.751	6		
Eni Engineering Ltd	3	57					86			2		
Eni Finance International SA	2		47	247								
Eni France Sarl	14	14			45	132			18	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	118				1				673	2		
Eni Fuel Nord SpA	119				16				615	2		
Eni Gas & Power France SA	198	1			23				633			
Eni Gas & Power GmbH							10		630			
Eni Gas & Power NV	179	44			161	1.372	5		1.296	19		(4)
Eni Insurance Ltd					234		24					
Eni Lasmo Ltd					533					9		
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd					138							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	37	36			6	433	1		128	29		
Eni Middle East BV					417							
Eni Norge AS	25	15	1		240	133		2		30		
Eni North Africa BV	12				61	755			69	27	2	
Eni Petroleum Co Inc	9				239			8		13		
Eni Rete oil&nonoil SpA	23	24			5	4	10		528	4	3	
Eni Slovenija Doo	14				4	11			205			
Eni Suisse SA	12	3				39			182	1		
Eni Trading & Shipping Inc					196							
Eni Trading & Shipping SpA	3.341	4.010	389	598	5.957	11.919	138	5	4.159	12	8	(353)
Eni ULX Ltd					134							
Eni UK Ltd	10	82			15		61			15	3	
Eni US Operating Co Inc					741							
Eni West Africa SpA					85					4		
EniPower Mantova SpA	29	35			6	20	114	1	130	15		
EniPower SpA	96	292	6		29	134	448	4	383	56		
EniServizi SpA	23	18			46		128	15	14	16	4	
First Calgary Petroleums LP					1.248							
Floaters SpA		21						50				
LNG Shipping SpA	13	12			2	12	4	111	14			
Nigerian Agip Oil Co Ltd	78	75			68		15			33		
Raffineria di Gela SpA		75			143	1	140	7	61	12	3	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			110	41	464		7		2			
Saipem Contracting Algeria SpA					110							

80901/650

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2014						2014					
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie		Costi ^(a)			Ricavi ^(b)		
							Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					417							
Saipem Ingeniería y Construcciones SLU					213							
Saipem Ltd				18	89							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			18	3	82							
Saipem SA			49	114	340			6				
Saipem SpA	19	124	380	167	2.429			224		7	19	1
Snamprogetti Canada Inc					129							
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd LLC					73							
Società Adriatica Idrocarburi SpA	10	11			9	54					26	
Società Ionica Gas SpA	4	33				162					6	
Sofresid SA			244	1								
Syndial SpA	27	61			883	2	20	30	6	32	1	
Tecnomare SpA	5	49			9		72	1		4	2	
Tigáz Zrt			6	4	189					27		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	2	306		2				312			59	
Versalis SpA	143	44	5	2	1.116	7	20		556	111	5	27
Versalis France Sas					98							
Altre ^(*)	268	122	18	2	424	11	101	114	140	331	86	
	5.126	5.586	1.273	1.200	34.006	15.650	1.948	348	12.337	1.122	121	[330]
Imprese collegate e joint venture												
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	6				6.122							
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH									134	2		
Società EniPower Ferrara Srl	19	29				12	110		89	28		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1							157			
Unión Fenosa Gas SA					57		1					
Altre ^(*)	62	12			21		89	1	29	10	13	
	102	42			6.200	12	200	1	409	40	13	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	59	14					914		179	127		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	75	123				576	2	59	172	13		
Gruppo Snam	129	541			7	155	1.866	5	233	29		
Terna SpA	3	46				18	148	7	2	31	43	12
Altre imprese a controllo statale ^(*)	32	30					41	3	41	2	1	
	298	754			7	749	2.971	74	627	202	44	12
Fondi pensione e fondazioni												
		2					4	20				
	5.526	6.384	1.273	1.200	40.213	16.411	5.123	443	13.373	1.364	178	[318]

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

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

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



80901/654

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

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA, Eni Fuel Centrosud SpA, Eni Fuel Nord SpA, Eni Rete oil&nonoil SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Slovenia Doo, Eni Suisse SA, Eni Austria GmbH). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate (es. Versalis SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Raffineria di Gela SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (es. EniPower SpA, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA, Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Eni Gas & Power France SA, Eni Gas & Power GmbH, Eni Gas & Power NV, EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, Unión Fenosa Gas Comercializadora SA, TIGAZ Zrt sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da Tecnomare SpA ed Eni Engineering Ltd regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sarl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Eni Congo SA, Eni Angola SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Società Adriatica Idrocarburi SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Agip Caspian Sea Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi tecnici e di coordinamento gestionale da Eni UK Ltd fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO impiegato nel giacimento offshore Aquila da Floaters SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- i compensi di lavorazione greggi dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Società EniPower Ferrara Srl e Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede, a fronte di un corrispettivo determinato con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi, la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- il riconoscimento a Syndial degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Sinea SpA.

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

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi.

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

- la vendita di gasolio, la compravendita di gas, titoli ambientali e servizi di trasporto con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica con il Gruppo GSE - Gestore Servizi Energetici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione da Terna SpA di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, servizi di distribuzione e vettoriamento dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico;
- la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema con il Gruppo Snam sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- la stipula di contratti derivati su commodity con Terna SpA rispettivamente a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

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

Esercizio 2013

80901/652

(€ milioni)

	31.12.2013			2013		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Ecofuel SpA		100				2
Eni Adfin SpA		179				
Eni Angola SpA	494				5	
Eni Finance International SA	2.296	430	21.217	7	32	10
Eni Finance Usa Inc			2.335		2	
Eni Gas & Power GmbH		83				
Eni Hewett Ltd			146		1	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	135	4			1	
Eni Trading & Shipping Inc	15		51			
Eni Trading & Shipping SpA		872	1.123	2	8	47
EniPower Mantova SpA	136				2	
EniPower SpA	218	33			2	
EniServizi SpA	65	3			1	
LNG Shipping SpA		158		2		
Raffineria di Gela SpA	50				3	
Saipem SpA	2.197	8	29		74	1
Serfactoring SpA	185	19			3	
Società Adriatica Idrocarburi SpA		107				
Società Ionica Gas SpA		126			27	(70)
Syndial SpA		2.193	39	11	2	
Tigáz Zrt		4	298		1	7
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	904	10			14	10
Versalis SpA	1.434	28	13		41	9
Altre ^(*)	274	305	199		25	(17)
	8.403	4.662	25.450	22	244	(1)
Imprese collegate e joint venture						
Società EniPower Ferrara Srl	163				3	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			127			
Altre ^(*)	41	2	14		3	
	204	2	141		6	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre imprese a controllo statale ^(*)					3	
					3	
	8.607	4.664	25.591	22	253	(1)

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



80901/653

Esercizio 2014

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2014			2014			Proventi (oneri) su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	
Imprese controllate							
Banque Eni	235						
Eni Adfin SpA		158					
Eni Finance International SA	2.719	449	21.517	7	34	(453)	
Eni Finance Usa Inc			2.652		1		
Eni Hewett Ltd			86		1		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	118				2		
Eni Trading & Shipping Inc			68				
Eni Trading & Shipping SpA	2.024	198	1.777	1	16	1	
EniPower Mantova SpA	132				2		
EniPower SpA	164	69			1	1	
EniServizi SpA	61	13			1		
LNG Shipping SpA		178		1			
Raffineria di Gela SpA	157				1		
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		1	10		3	156	
Saipem SA		15	54		2	(54)	
Saipem SpA	1.797	18	30		91	309	(5)
Serfactoring SpA	190	11			2		
Società Adriatica Idrocarburi SpA		71					
Società Ionica Gas SpA		178					
Sofresid SA		23				262	
Syndial SpA		2.113	11	7	2		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	758	9			11	(12)	
Versalis SpA	2.191	24	15		44	(10)	
Altre(*)	223	386	97	1	22	32	
	10.769	3.914	26.317	17	236	232	(5)
Imprese collegate e joint venture							
Società EniPower Ferrara Srl	122				2		
Altre(*)	38	14	18		9		
	160	14	18		11		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale(*)							
	10.929	3.928	26.335	17	247	232	(5)

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

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze. Le condizioni applicate alle società del Gruppo sono in linea con le migliori condizioni di mercato. I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo. Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 33 - Garanzie, Impegni e rischi delle presenti Note al bilancio.

809011654

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari
L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

[€ milioni]	31.12.2013			31.12.2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	18.784	10.043	53,47	20.831	12.228	58,70
Altre Attività correnti	846	360	42,55	2.417	1.226	50,72
Altre Attività finanziarie	2.873	2.825	98,33	3.980	3.924	98,59
Altre Attività non correnti	2.493	179	7,18	1.673	115	6,87
Passività finanziarie a breve termine	4.536	4.361	96,14	3.799	3.630	95,55
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.929	1	0,05	3.488	1	0,03
Debiti commerciali e altri debiti	8.478	4.291	50,61	9.534	6.050	63,46
Altre passività correnti	1.294	601	46,45	2.647	1.121	42,35
Passività finanziarie a lungo termine	18.784	296	1,58	17.400	297	1,71
Altre passività non correnti	1.967	438	22,27	1.697	413	24,34

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

[€ milioni]	2013			2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Ricavi della gestione caratteristica	48.018	16.242	33,82	42.350	14.737	34,80
Altri ricavi e proventi	271	40	14,76	359	86	23,96
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.517	25.772	53,12	41.782	21.699	51,93
Altri proventi (oneri) operativi	(168)	(219)	n.s.	(79)	(318)	n.s.
Proventi finanziari	2.080	253	12,16	1.426	247	17,32
Oneri finanziari	2.464	22	0,89	1.919	17	0,89
Strumenti finanziari derivati	(91)	(1)	n.s.	330	232	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	8.402			5.523	(5)	n.s.

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

[€ milioni]	2013	2014
Ricavi e proventi	16.821	16.351
Costi e oneri	(26.496)	(23.316)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	152	(1.965)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(172)	2.222
Interessi	160	161
Flusso di cassa netto da attività operativa	(9.535)	(6.947)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(149)	(183)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(78)	36
Variazione crediti finanziari	14	(1.018)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(213)	(1.165)
Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali	2.165	(1.830)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	2.165	(1.830)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(7.583)	(9.542)



809011/655

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

(€ milioni)	2013			2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	8.689	(9.535)	n.s.	8.861	(6.547)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.511)	(213)	n.s.	(1.972)	(1.165)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.684)	2.165	n.s.	(6.503)	(1.830)	n.s.

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano eventi e operazioni significative non ricorrenti per l'anno 2014.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

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

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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

80901/656

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 di Eni SpA che chiude con l'utile di 4.454.704.262,21 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 4.454.704.262,21 euro, che residua in 2.435.016.587,73 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di 0,56 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 17 settembre 2014, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 6, comma 1, lettera a) del D. Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, 32.908.326,92 euro;
 - agli Azionisti a titolo di saldo del dividendo 0,56 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di 0,56 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2014 si determina pertanto tra acconto e saldo in 1,12 euro per azione;
- il pagamento del saldo dividendo 2014 di 0,56 euro per azione a partire dal 20 maggio 2015 con stacco cedola il 18 maggio 2015 e "record date" il 19 maggio 2015.

12 marzo 2015

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente

F.to Emma Marcegaglia

F.to MARCEGAGLIA EMMA

" PAOLO CASTELLANI - NOTARIO

