

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio di prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti finanziari derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (futures) e strumenti finanziari derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari 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 di prezzo delle commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla struttura operativa centralizzata della Finanza Eni Corporate in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2010); per quanto attiene al rischio di prezzo delle commodity sono riportati i valori di VaR registrati dalle Divisioni di Eni (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA).

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

[milioni di euro]	2010				2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	1,40	0,51	0,83	0,85	4,64	0,61	2,02	1,54
Tasso di cambio	0,47	0,01	0,06	0,10	0,59	0,02	0,19	0,07

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

[milioni di dollari]	2010				2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ^(a)	12,65	2,93	7,96	9,74	14,96	2,78	7,60	5,00
Area Gas & Power ^(b)	118,43	17,98	55,80	57,54	99,94	17,40	54,19	66,26

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

[b] L'area Gas & Power consiste nella Divisione Gas & Power di Eni SpA.

Rischio di credito

Il rischio di 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. Per quanto attiene 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 ed Eni Adfin 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, dalle posizioni in strumenti finanziari derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" 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 dalle Strutture di Finanza Operativa di Eni, nonché da Eni Trading & Shipping per l'attività in strumenti finanziari derivati su commodity nonché dalle Società e Divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello accentrato. 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. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti finanziari derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2011 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza 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 ri-

schio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management di Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli spread applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi due bond, riservati agli investitori retail in Italia, per un ammontare complessivo pari a circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 1,1 miliardi di euro a tasso fisso e circa 215 milioni di euro a tasso variabile. In febbraio 2012 inoltre è stato emesso un bond sul mercato dell'euro, riservato agli investitori istituzionali, di ammontare pari a 1 miliardo di euro. Le policy sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare committed. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. 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.

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

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

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	
31.12.2010							
Passività finanziarie a lungo termine	271	3.456	2.433	1.871	2.349	8.289	18.669
Passività finanziarie a breve termine	5.829						5.829
Passività per strumenti derivati	727	78	28	21	94	192	1.140
	6.827	3.534	2.461	1.892	2.443	8.481	25.638
Interessi su debiti finanziari	612	620	571	482	384	1.316	3.985
Garanzie finanziarie	338	11	4				353

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	
31.12.2011							
Passività finanziarie a lungo termine	1.681	2.830	4.930	2.428	2.786	8.118	22.773
Passività finanziarie a breve termine	5.874						5.874
Passività per strumenti derivati	1.058	103	33	136	68	296	1.694
	8.613	2.933	4.963	2.564	2.854	8.414	30.341
Interessi su debiti finanziari	742	677	585	480	418	1.118	4.020
Garanzie finanziarie	323		4				327

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

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2011	2012-2015	Oltre	
31.12.2010				
Debiti commerciali	5.079	11	2	5.092
Altri debiti	1.019		23	1.042
	6.098	11	25	6.134

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2012	2013-2016	Oltre	
31.12.2011				
Debiti commerciali	7.596	8	3	7.607
Altri debiti	1.789			1.789
	9.385	8	3	9.396

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Divisione Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o a pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sotto-stanti 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 di euro]	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	114	88	55	33	29	28	347
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)	2	2	7	4	11	3.312	3.338
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	108	82	65	78	23	289	645
Impegni di acquisto:	15.289	14.957	15.240	14.839	12.791	144.492	217.608
- Gas ^(d)							
Take-or-pay	14.102	13.782	14.141	13.768	11.759	140.137	207.689
Ship-or-pay	1.187	1.175	1.099	1.071	1.032	4.336	9.900
- Altri impegni di acquisto						19	19
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	3	3	124	142
Totale	15.517	15.133	15.371	14.957	12.857	148.245	222.080

[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] I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati a fronte della transazione presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente perché le date di esborso non sono attendibilmente stimabili.

[d] Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa 3,6 miliardi di euro. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

[milioni di euro]	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016 e oltre		
Impegni per major projects	569	349	244	104	149		1.415
Impegni per altri investimenti	1.029	683	275	188	41		2.216
	1.598	1.032	519	292	190		3.631

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

[milioni di euro]	2010			2011		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Patrimonio netto		Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(97)	67		359	332	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH	(8)	9	36	30	(9)	23
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti	8.916	(73)		11.435	(79)	
- Crediti finanziari	16.860	3.306		18.819	3.512	
- Debiti commerciali e altri debiti	(6.580)	(103)		(9.844)	(108)	
- Debiti finanziari	(24.225)	(3.415)		(28.914)	(3.884)	

Valore di mercato degli strumenti finanziari

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

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

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2011 di Eni SpA sono classificati nel Livello 2, gli strumenti finanziari derivati compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti", nelle "Altre passività non correnti", cui si rinvia. Nel corso dell'esercizio 2011 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

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

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, la Delibera 20/2008 del Comitato Nazionale Emission Trading Scheme (Minambiente-Mse) – recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012 – ha assegnato a Eni permessi di emissione equivalenti a 22,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Nell'esercizio 2011, a fronte di 4,8 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,4 milioni di permessi di emissione. Considerando anche il surplus del 2010, pari a 0,014 milioni, si registra un deficit di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,34 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il deficit è stato colmato nel mercato interno Eni, mediante l'acquisto, da parte della Divisione Refining & Marketing, di circa 0,45 milioni di permessi.

Il costo sostenuto per l'acquisto dei permessi "eccedenti" il fabbisogno complessivo Eni (0,11 milioni) è stato capitalizzato e rilevato nella voce "Altre attività immateriali".

Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari Eni SpA" della "Relazione sulla gestione".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	35.260	45.512
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(5)	(11)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(4)	(9)
	35.251	45.492

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

(milioni di euro)	2010	2011
Prodotti Petroliferi	17.160	20.534
Gas naturale e GPL	13.415	17.924
Energia elettrica e utility	3.129	3.677
Greggi	37	1.779
Vettoriamiento gas su tratte estere	224	221
Gestione sviluppo sistemi informatici	104	100
Gestione energia	31	17
Altre vendite e prestazioni	1.160	1.260
	35.260	45.512

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (20.534 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (6.812 milioni di euro), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'Estero (3.199 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (2.652 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (2.464 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (1.018 milioni di euro).

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (17.924 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 9.885 milioni di euro (29,85 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 6.776 milioni di euro (24,52 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (688 milioni di euro).

I ricavi da energia elettrica e utility (3.677 milioni di euro) riguardano le vendite di energia elettrica e utility a terzi (3.030 milioni di euro) e a società controllate (647 milioni di euro), in particolare in Italia.

I ricavi da vendita greggi (1.779 milioni di euro) sono relativi alla nuova modalità di approvvigionamento greggi di Eni Deutschland GmbH, in precedenza approvvigionata da Eni Trading & Shipping SpA, ora gestita dalla Divisione Refining & Marketing.

I ricavi da vettoriamiento gas su tratte estere (221 milioni di euro) 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 (100 milioni di euro) 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 (17 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (1.260 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla Divisione Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (622 milioni di euro), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, (149 milioni di euro), la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (71 milioni di euro) e dagli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale (100 milioni di euro), la vendita di fuel gas a società di trasporto (55 milioni di euro); le prestazioni di trasporto per oleodotto (29 milioni di euro) e di trasporto marittimo e controstaie (15 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie di Eni (22 milioni di euro) e le prestazioni di magazzino e bunkeraggio (13 milioni di euro).

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

(milioni di euro)	2010	2011
Accise	(8.981)	(8.868)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(2.169)	(1.834)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.270)	(1.643)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(134)	(201)
Ricavi operativi relativi a permuta di greggi	(18)	(50)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(67)	(39)
	(12.639)	(12.635)

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 37 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Locazioni, affitti e noleggi	61	78
Proventi per attività in joint venture	45	63
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	18	13
Altri proventi	149	124
	273	278

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 78 milioni di euro 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).

I proventi per attività in joint venture di 63 milioni di euro riguardano l'addebito ai partner delle prestazioni interne.

Costi operativi

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

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

(milioni di euro)	2010	2011
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	26.019	35.626
Costi per servizi	7.169	7.806
Costi per godimento di beni di terzi	426	525
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(16)	177
Variazioni rimanenze	(964)	(662)
Altri oneri	316	374
	32.950	43.846

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

(milioni di euro)	2010	2011
Materie prime, sussidiarie	11.524	15.394
Gas naturale	10.500	15.158
Prodotti	2.528	3.187
Semilavorati	1.325	1.714
Materiali e materie di consumo	366	477
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(211)	(281)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(13)	(23)
	26.019	35.626

I costi per servizi riguardano:

(milioni di euro)	2010	2011
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.504	2.674
Compensi di lavorazione	855	897
Progettazione e direzione lavori	568	774
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	557	630
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	393	600
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	501	557
Trasporti e movimentazioni	321	369
Costi di vendita diversi	370	333
Consulenze e prestazioni professionali	398	332
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	288	311
Manutenzioni	350	309
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	151	202
Servizi di modulazione e stoccaggio	105	130
Postali, telefoniche e ponti radio	128	126
Viaggi, missioni e altri	107	101
Altri	727	818
	8.323	9.163
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(1.003)	(1.187)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(151)	(170)
	7.169	7.806

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a 132 milioni di euro.

I costi per godimento beni di terzi di 525 milioni di euro comprendono canoni per contratti di leasing operativo per 131 milioni di euro (187 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e royalties su prodotti petroliferi estratti per 218 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2010). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a 122 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	304	89	74	52	32	29	28
Altri	43	25	14	3	1		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	347	114	88	55	33	29	28

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 177 milioni di euro sono aumentati di 193 milioni di euro essenzialmente per effetto della circostanza che nell'esercizio 2010 è stato rilevato l'utilizzo per esuberanza di 270 milioni di euro relativo alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria e dei maggiori oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 27 "Fondi per rischi e oneri" cui si rinvia.

Gli altri oneri di 374 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (99 milioni di euro); (ii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal Gestore Servizi Energetici GSE, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (84 milioni di euro); (iii) le imposte indirette e tasse (121 milioni di euro).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Salari e stipendi	728	734
Oneri sociali	213	220
Oneri per benefici ai dipendenti	83	83
Costi personale in comando	58	45
Altri costi	279	120
	1.361	1.202
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(85)	(92)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(54)	(50)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
	1.218	1.056

Il costo lavoro di 1.056 milioni di euro è diminuito di 162 milioni di euro, a seguito essenzialmente dei minori costi per mobilità ed esodi agevolati, parzialmente compensati dall'aumento dei costi dovuti alla normale dinamica retributiva. Il costo lavoro 2011 comprende l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010-2011 derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla recente Legge 214/2011 del dicembre 2011.

Numero medio dei dipendenti

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

(numero)	2010	2011
Dirigenti	603	586
Quadri	4.001	3.889
Impiegati	6.041	5.768
Operai	1.259	1.166
	11.904	11.409

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

Piani di incentivazione dei Dirigenti con azioni Eni

Dal 2009 Eni non ha più deliberato piani di incentivazione basati sull'assegnazione di strumenti finanziari.

I precedenti Piani di stock option, tuttora in essere, 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 danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali di Borsa nel mese precedente l'assegnazione o, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

In particolare, per i Piani 2002-2004¹¹ e 2005 le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di cinque anni (exercise period), mentre per il Piano 2006-2008 la durata del vesting period e dell'exercise period è rispettivamente di tre anni. Il Piano 2006-2008 prevede inoltre che il numero di opzioni esercitabili al termine del vesting period sia determinato, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del Total Shareholders' Return (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione¹².

Seguono le informazioni sull'attività residua dei Piani relativi agli esercizi passati.

[11] Le assegnazioni 2002 e 2003 del Piano sono giunte a scadenza rispettivamente il 31 luglio 2010 e il 31 luglio 2011.

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

Al 31 dicembre 2011 sono in essere n. 11.873.205 opzioni per l'acquisto di n. 11.873.205 azioni ordinarie di Eni del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per anno di assegnazione come segue:

	Numero diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2011	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere al 31 dicembre 2011 (euro)
Assegnazione 2004	628.100	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2006	2.201.950	23,121
Assegnazione 2007	1.876.980	27,451
Assegnazione 2008	3.884.675	22,540
	11.873.205	

Al 31 dicembre 2011 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il Piano 2004, di 1 anno e 7 mesi per il Piano 2005, di 7 mesi per il Piano 2006, di 1 anno e 7 mesi per il Piano 2007 e di 2 anni e 7 mesi per il Piano 2008.

L'evoluzione dei Piani di stock option nel 2011 è costituita dal carry-over dei Piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2009			2010			2011		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ^(a) (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ^(a) (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ^(a) (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	23.557.425	23,540	16,556	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398
Nuovi diritti assegnati									
Diritti esercitati nel periodo	(2.000)	13,743	16,207	(88.500)	14,941	16,048	(208.900)	14,333	16,623
Diritti decaduti nel periodo	(4.073.095)	23,374	14,866	(3.656.710)	26,242	16,918	(3.655.015)	23,187	17,474
Diritti esistenti al 31 dicembre	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941
di cui: esercitabili al 31 dicembre	7.298.155	21,843	17,811	8.896.125	23,362	16,398	11.863.335	23,101	15,941

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

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei Piani di stock option di competenza dell'esercizio ammonta a 2 milioni di euro (6 milioni di euro nel 2010).

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli Amministratori esecutivi e non, i Direttori Generali e i Dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica al 31 dicembre ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a 32 milioni di euro per il 2010 e a 34 milioni di euro per il 2011 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Salari e stipendi	19	21
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	10
Indennità per cessazione rapporto di lavoro		2
Stock option	2	
	32	34

Compensi spettanti agli Amministratori e Sindaci

I compensi spettanti agli Amministratori ammontano a 8,4 milioni di euro e i compensi spettanti ai Sindaci ammontano a 474 mila euro (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 di euro)	2010	2011
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	[2]	124
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	[9]
	4	115

Gli altri proventi (oneri) operativi di 115 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2010) 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 (77 milioni di euro) e includono i regolamenti degli strumenti finanziari derivati della Divisione Exploration & Production (onere netto di 91 milioni di euro) e in parte sono quelli attivati per la gestione attiva del margine come previsto dal nuovo modello di business del Mercato della Divisione Gas & Power¹³ (47 milioni di euro); ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power (onere netto di 9 milioni di euro).

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2010	2011
Ammortamenti:		
- Immobili, impianti e macchinari	690	661
- Attività immateriali	137	142
	827	803
Svalutazioni:		
- Immobili, impianti e macchinari	72	476
- Attività immateriali	24	[2]
	96	474
	923	1.277

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 1.277 milioni di euro sono aumentati di 354 milioni di euro a seguito essenzialmente delle maggiori svalutazioni di 378 milioni di euro rispetto a quelle dell'esercizio 2010 relative in particolare agli impianti di raffinazione, ad alcuni asset legati al business extrarete e ai nuovi investimenti sulla rete autostradale, interamente svalutata nei precedenti esercizi. Tali effetti sono stati in parte compensati dai minori ammortamenti di abbandono indotti dalle variazioni delle stime, parzialmente assorbiti dai maggiori ammortamenti dei costi di ricerca esplorativa.

[13] Per maggiori informazioni, si rinvia alla nota n. 31 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

24 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	3.548	3.783
Oneri finanziari	[3.739]	[4.247]
	(191)	(464)
Strumenti finanziari derivati	69	208
	(122)	(256)

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

(milioni di euro)	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	[453]	[533]
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	[185]	[275]
Interessi attivi su depositi e c/c	2	2
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	41	78
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	[12]	[12]
Oneri correlati ad operazioni di factoring	[1]	[11]
	(608)	(751)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	3.090	3.210
Differenze attive da valutazione	63	57
Differenze passive realizzate	[2.974]	[3.251]
Differenze passive da valutazione	[45]	[104]
	134	(88)
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	[53]	[51]
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	248	349
Commissioni per servizi finanziari	54	51
Altri proventi	50	36
Altri oneri	[48]	[40]
	251	345
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	32	30
	(191)	(464)

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

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

(milioni di euro)	2010	2011
Strumenti finanziari derivati su valute	33	102
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	36	106
	69	208

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di 208 milioni di euro si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti ed alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo 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.

39 Proventi (oneri) su partecipazioni

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

(milioni di euro)	2010	2011
Dividendi	7.783	5.688
Altri proventi	177	44
Totale proventi	7.960	5.732
Svalutazioni e perdite	(2.017)	(943)
	5.943	4.789

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Dividendi		
Eni International BV	6.566	4.335
Snam Rete Gas SpA	432	450
Società Ionica Gas SpA		222
Unión Fenosa Gas SA	126	148
Saipem SpA	104	119
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	38	82
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	57	81
EniPower SpA	85	67
Eni Finance International SA	51	53
Galp Energia SGPS SA	55	39
Ecofuel SpA	53	30
LNG Shipping SpA	35	22
Eni Hellas SpA	8	11
Tecnomare SpA	10	10
Eni Gas & Power Belgium SA	117	
Eni Gas Transport Deutschland SpA	27	
Altre	19	19
	7.783	5.688
Altri proventi		
Vendita azioni Italgas SpA a Snam Rete Gas SpA	145	
Vendita azioni Stoccaggi SpA a Snam Rete Gas SpA	29	
Vendita azioni Eni Gas Transport Deutschland SpA		26
Vendita azioni Promgas SpA a Gazprom Schweiz AG		17
Altre	3	1
	177	44
Totale proventi	7.960	5.732

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Svalutazioni		
Syndial SpA	438	325
Polimeri Europa SpA		305
Eni Angola SpA	181	121
Eni East Africa SpA	11	105
Ieoc SpA	60	24
Eni Timor Leste SpA	12	20
Distribuidora de Gas del Centro SA		15
Inversora de Gas Cuyana SA		7
Eni Administration & Financial Service SpA	16	4
Eni Gas & Power Belgium SA	231	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	173	
Altre minori	19	4
Altri oneri		
Accantonamento fondo copertura perdite Syndial SpA	805	
Oneri per cessione Italgas SpA	47	11
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	24	2
Totale oneri	2.017	943

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2010	2011
Imposte correnti		
- IRES	(70)	(84)
- IRAP	(54)	(49)
Addizionale Legge n. 7/09	(240)	(170)
	(364)	(303)
Imposta sostitutiva Legge 133/08	1	
Imposte differite	22	19
Imposte anticipate	262	258
	284	277
	(79)	(26)

Alla data del 31 dicembre 2011 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2006 compreso, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA, ad eccezione degli effetti della liquidazione dell'IRES consolidata per il periodo d'imposta 2005 per la società Snamprogetti SpA, già inclusa nel consolidato fiscale.

In base all'art. 1, Decreto Legge n. 201/2011, è ammesso in deduzione un importo corrispondente al rendimento nozionale del nuovo capitale proprio. Il rendimento nozionale del nuovo capitale proprio è valutato mediante applicazione dell'aliquota, fissata al 3 per cento per il primo triennio di applicazione, alla variazione in aumento del capitale proprio rispetto a quello esistente alla chiusura dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2010. Nella determinazione delle imposte l'incremento di patrimonio netto (2.557 milioni di euro) sul quale è stata calcolata la deduzione (76 milioni di euro) ha determinato un risparmio in termini di minor IRES di 29 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è dello 0,60% (1,26% nell'esercizio 2010). L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

	2010			2011		
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	6.256	34,00%	2.127	4.239	38,00%	1.611
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	1.658	3,90%	65	763	3,90%	30
Aliquota teorica		35,03%			38,70%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-40,18%			-48,18%	
- perdite fiscali società consolidate		-6,59%			-2,83%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		10,59%			8,51%	
- riliquidazione imposta sostitutiva Legge 133/2008		0,03%			0,15%	
- addizionale IRES Legge 7/2009		4,00%			4,00%	
- altre variazioni		-1,62%			0,25%	
Aliquote effettiva		1,26%			0,60%	

I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari Eni SpA" della "Relazione sulla gestione del bilancio consolidato". La partecipazione al consolidato fiscale nazionale ha consentito la deducibilità ai fini IRES degli interessi passivi indeducibili per 151 milioni di euro altrimenti non deducibili secondo le disposizioni dell'art. 96 del TUIR.

37 Informazioni per settore di attività e per area geografica**Informazioni per settore di attività**

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
[milioni di euro]						
Esercizio 2010						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	2.712	16.782	18.194	853		38.541
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.134)	(282)	(200)	(674)		(3.290)
Risultato operativo	818	222	(35)	(544)	(24)	437
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	11	(275)	102	146		(16)
Ammortamenti e svalutazioni	582	6	289	46		923
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.414	8.618	9.412	535	(206)	21.773
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.003	5.713	2.989	2.245		12.950
Investimenti in attività materiali e immateriali	601	33	533	53		1.220

Esercizio 2011

Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.490	21.996	23.364	939		49.789
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.864)	(767)	(223)	(443)		(4.297)
Risultato operativo	1.579	(1.000)	(355)	(465)	(53)	(294)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	15	(9)	45	126		177
Ammortamenti e svalutazioni	520	7	706	44		1.277
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.771	12.018	10.946	9.094	(259)	35.570
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.191	7.996	3.524	1.406		15.117
Investimenti in attività materiali e immateriali	623	40	747	67		1.477

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infradivisionali.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infradivisionali sono conseguiti applicando le condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
[milioni di euro]							
Esercizio 2010							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	19.247	768	1.250	25	56	427	21.773
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.220						1.220
Esercizio 2011							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	31.218	1.743	2.074	51	153	331	35.570
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.477						1.477

(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 di euro]	2010	2011
Italia	29.075	31.429
Altri Paesi dell'Unione Europea	4.710	11.226
Resto dell'Europa	655	1.446
Asia	371	714
Americhe	183	357
Africa	233	299
Altre aree	24	21
	35.251	45.492

99 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 a controllo congiunto, 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;
- i contributi a enti, sotto controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (a) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. Il rapporto intrattenuto con Eni Foundation è di importo non significativo; (b) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti con FEEM sono di importo non significativo.

In applicazione del Regolamento Consob n. 17221/2010, sulle operazioni con parti correlate, recepito nella procedura interna di Eni, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 novembre 2010, dal 1° gennaio 2011 la società Cosmi SpA e le società del suo gruppo, già citate nei bilanci di Eni SpA fino all'esercizio 2010, non sono più qualificabili come soggetti correlati a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. Tuttavia, ai sensi della procedura Eni, la società Cosmi SpA è considerata soggetto di interesse di un componente del Consiglio di Amministrazione. Pertanto, eventuali operazioni compiute da Eni con tale società sono comunque assoggettate a specifici obblighi procedurali, comportamentali e di trasparenza, al fine di assicurare la loro correttezza sostanziale e procedurale.

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