

di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio di prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (futures) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio 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 2009); 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). L'analisi dei dati evidenzia il significativo incremento registrato dal VaR per l'area Gas & Power; tale incremento si giustifica in quanto, a partire dal secondo semestre 2010, il VaR è stato elaborato utilizzando nuove logiche di valorizzazione delle esposizioni non contrattate e basate su indici benchmark legati ai prezzi degli hub europei, in coerenza con il nuovo modello di pricing e risk management adottato dalla Divisione G&P ed approvato dal CdA Eni.

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

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

[milioni di euro]	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	5,11	1,09	2,32	1,11	1,40	0,51	0,83	0,85
Tasso di cambio	1,05	0,01	0,13	0,03	0,47	0,01	0,06	0,10

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

[milioni di dollari]	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ^(a)	13,40	3,37	7,07	5,79	12,65	2,93	7,96	9,74
Area Gas & Power ^(b)	29,43	11,96	20,54	20,14	118,43	17,98	55,80	57,54

(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 contratti 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 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 derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2010 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (funding liquidità risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidità risk) l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia

costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività 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 bond, riservati agli investitori istituzionali, sul mercato dell'euro con due emissioni da 1 miliardo di euro ciascuna e bond riservati a investitori professionali, sul mercato del dollaro americano, per 800 milioni di dollari. 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 di 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

[milioni di euro]	Anni di scadenza			
	2010	2011-2014	Oltre	Totale
31.12.2009				
Passività finanziarie a lungo termine	2.223	8.648	7.339	18.210
Passività finanziarie a breve termine	3.164			3.164
Passività per strumenti derivati	685	261	198	1.144
	6.072	8.909	7.537	22.518
Interessi su debiti finanziari	536	1.721	755	3.012
Garanzie finanziarie	400	30		430

[milioni di euro]	Anni di scadenza			
	2011	2012-2015	Oltre	Totale
31.12.2010				
Passività finanziarie a lungo termine	271	10.109	8.289	18.669
Passività finanziarie a breve termine	5.829			5.829
Passività per strumenti derivati	727	221	192	1.140
	6.827	10.330	8.481	25.638
Interessi su debiti finanziari	612	2.057	1.316	3.985
Garanzie finanziarie	338	15		353

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

[milioni di euro]	Anni di scadenza			
	2010	2011-2014	Oltre	Totale
31.12.2009				
Debiti commerciali	4.364	17	2	4.383
Altri debiti	1.257			1.257
	5.621	17	2	5.640

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

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni

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 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 di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	107	96	57	39	17	40	356
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)		3	5	13	10	3.426	3.457
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	100	62	49	49	59	323	642
Impegni di acquisto:	12.201	10.898	11.611	12.028	11.982	141.832	200.552
- Gas ^(d)							
Take-or-pay	10.831	9.906	10.613	11.016	10.998	136.951	190.315
Ship-or-pay	1.370	992	998	1.012	984	4.862	10.218
- Altri impegni di acquisto						19	19
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	4	4	129	149
Totale	12.412	11.063	11.726	12.133	12.072	145.750	205.156

(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 (87 milioni di euro).

(d) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa 5 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
	2011	2012	2013	2014	2015 e oltre		
Impegni per major projects	422	501	288	102	158		1.397
impegni per altri investimenti	959	613	271	190	104		2.211
	1.381	1.114	559	292	262		3.608

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura	[249]	[155]		[97]	67	
- Strumenti derivati di copertura CFH				[9]	9	36
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	7.634	[171]		8.916	[23]	
- Crediti finanziari	15.936	3.479		16.860	3.306	
- Debiti commerciali e altri debiti	[6.205]	[64]		[6.580]	[103]	
- Debiti finanziari	[21.608]	[3.377]		[24.225]	[3.415]	

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutati 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 2010 di Eni SpA sono classificati: (i) nel livello 1, gli "Strumenti derivati - Future" compresi nella voce "Altre Attività correnti - Derivati di copertura cash flow hedge" (2 milioni di euro); (ii) nel livello 2, gli strumenti derivati diversi dai "Future" 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 2010 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 Emissions 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 22,7 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Nell'esercizio 2010, a fronte di 5,1 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,4 milioni di permessi di emissione, facendo registrare una carenza di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,7 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il deficit di permessi di emissione della Divisione Refining & Marketing è stato completamente saturato con lo stanziamento dell'acquisto dei necessari diritti sul mercato interno a Eni.

32 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 del bilancio consolidato".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	32.533	35.260
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	7	(5)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	2	(4)
	32.542	35.251

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

(milioni di euro)	2009	2010
Gas naturale e GPL	15.458	13.415
Prodotti Petroliferi	13.153	17.160
Energia elettrica e utility	2.626	3.129
Vettoriamento gas su tratte estere	200	224
Gestione sviluppo sistemi informatici	88	104
Greggi		37
Gestione energia	36	31
Altre vendite e prestazioni	972	1.160
	32.533	35.260

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (13.415 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 8.581 milioni di euro (28,11 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 3.371 milioni di euro (14,09 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 658 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (17.160 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (5.615 milioni di euro), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (4.187 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (2.190 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.780 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (787 milioni di euro).

I ricavi da energia elettrica e utility (3.129 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di energia elettrica e utility a terzi (2.664 milioni di euro) e a società controllate (580 milioni di euro), in particolare in Italia.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (224 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 (104 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 (31 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (1.160 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla Divisione Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (579 milioni di euro), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, utilizzato per assolvere il proprio debito di imposta in natura nei confronti dello stato tunisino (121 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 rispettivamente da Suez LNG Trading SA e da Gas de France Suez SA (102 milioni di euro), la vendita di fuel gas a società di trasporto (77 milioni di euro); le prestazioni di trasporto per oleodotto (40 milioni di euro) e di trasporto marittimo e controstaie (13 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie di Eni (19 milioni di euro) e le prestazioni di magazzino e bunkeraggi (14 milioni di euro).

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

(milioni di euro)	2009	2010
Accise	[9.499]	[8.981]
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	[1.547]	[2.169]
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	[1.136]	[1.270]
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	[136]	[134]
Ricavi operativi relativi a permuta di greggi	[91]	[18]
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	[79]	[67]
	[12.488]	[12.639]

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 39 – 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)	2009	2010
Locazioni, affitti e noleggi	77	61
Proventi per attività in joint venture	46	45
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	14	18
Altri proventi	133	149
	270	273

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 61 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 Petrolog Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

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

33 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)	2009	2010
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	21.390	26.019
Costi per servizi	6.798	7.169
Costi per godimento di beni di terzi	383	426
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	230	[16]
Variazioni rimanenze	[53]	[964]
Altri oneri	468	316
	29.216	32.950

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

(milioni di euro)	2009	2010
Gas naturale	10.055	10.500
Materie prime, sussidiarie	8.345	11.524
Prodotti	1.756	2.528
Semilavorati	1.091	1.325
Materiali e materie di consumo	353	366
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(199)	(211)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(11)	(13)
	21.390	26.019

I costi per servizi riguardano:

(milioni di euro)	2009	2010
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.477	2.504
Compensi di lavorazione	737	855
Progettazione e direzione lavori	387	568
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	527	557
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	569	501
Consulenze e prestazioni professionali	332	398
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	308	393
Costi di vendita diversi	359	370
Manutenzioni	400	350
Trasporti e movimentazioni	331	321
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	254	288
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	115	151
Postali, telefoniche e ponti radio	118	128
Viaggi, missioni e altri	110	107
Servizi di modulazione e stoccaggio	157	105
Altri	619	727
	7.800	8.323
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(877)	(1.003)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(125)	(151)
	6.798	7.169

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, ammontano a 162 milioni di euro.

I costi per godimento beni di terzi di 426 milioni di euro comprendono canoni per contratti di leasing operativo per 187 milioni di euro (185 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e royalties su prodotti petroliferi estratti per 156 milioni di euro (117 milioni di euro al 31 dicembre 2009). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a 107 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	303	77	76	54	39	17	40
Altri	53	30	20	3			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	356	107	96	57	39	17	40

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri si riducono fortemente a seguito di un utilizzo per esuberanza (provento non ricorrente) di 270 milioni di euro a seguito della definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 27 cui si rinvia.

Gli altri oneri di 316 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (114 milioni di euro); (ii) gli oneri relativi a differenziali zionali addebitati dal Gestore dei Servizi Elettrici 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 (116 milioni di euro); (iii) le imposte indirette e tasse (112 milioni di euro).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Salari e stipendi	743	728
Oneri sociali	224	213
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	98	93
Costi personale in comando	58	58
Altri costi	90	279
	1.213	1.361
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(83)	(85)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(49)	(54)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
	1.077	1.218

Il costo lavoro di 1.218 milioni di euro è aumentato di 141 milioni di euro in relazione essenzialmente ai maggiori oneri di incentivazione all'esodo nell'ambito delle azioni di efficienza implementate che includono i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità avviata nell'esercizio e riferita al biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 (209 milioni di euro) e all'acquisizione del ramo di azienda "Manutenzione Upstream Italia", in parte compensato dagli effetti delle cessioni dei rami di azienda "Amministrazione e Bilancio"; "Attività E&P - Pianura Padana", "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P - Area Crotone" intervenuti a fine 2009 e dalla diminuzione complessiva dell'organico.

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

(milioni di euro)	2009	2010
Dirigenti	640	603
Quadri	4.135	4.001
Impiegati	6.462	6.041
Operai	1.397	1.259
	12.634	11.904

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria.

Il costo dei piani di stock option di competenza dell'esercizio ammonta a 6 milioni di euro (10 milioni di euro nel 2009).

Informazioni relative ai compensi dei componenti dell'organo di amministrazione e controllo dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota n. 41, cui si rinvia.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2009	2010
Ammortamenti:		
- immobili, impianti e macchinari	630	690
- Attività immateriali	142	137
	772	827
Svalutazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	276	72
- Attività immateriali	5	24
	281	96
	1.053	923

Gli ammortamenti di 827 milioni di euro sono aumentati di 55 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) dei maggiori ammortamenti di sviluppo principalmente a seguito dell'entrata in produzione di nuovi impianti nella Concessione Val d'Agri e nell'offshore adriatico (93 milioni di euro); (ii) dei maggiori ammor-

tamenti dei costi di abbandono indotti tanto dall'entrata in produzione di nuovi impianti quanto dalla variazione delle stime per gli interventi di abbandono e ripristino (68 milioni di euro). Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dagli effetti dei conferimenti dei tre rami di azienda "Attività E&P - Pianura Padana", "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" e "Attività E&P - Area Crotone" intervenuti a fine 2009 (50 milioni di euro) e dai minori ammortamenti a seguito della revisione della stima della vita utile residua delle raffinerie e relative facility, sulla base delle risultanze di un apposito studio tecnico redatto da un esperto indipendente, con ciò allineandosi ai comportamenti seguiti dalle principali compagnie petrolifere integrate europee (62 milioni di euro).

34 Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value dei contratti derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting e in parte sono quelli attivati a seguito del nuovo modello di pricing della Divisione Gas & Power (v. nota n. 31 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa) che prevede il ricorso a strumenti derivati per una gestione attiva del margine (7 milioni di euro). Il provento netto su contratti derivati su commodity di 4 milioni di euro (onere netto di 163 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprende il provento di 6 milioni di euro relativo alla variazione del fair value, inefficace ai fini della copertura dei contratti derivati di copertura cash flow hedge posti in essere dalla Divisione Gas & Power.

35 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	3.746	3.548
Oneri finanziari	(4.099)	(3.739)
	(353)	(191)
Strumenti derivati	8	69
	(345)	(122)

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

(milioni di euro)	2009	2010
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(352)	(453)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(279)	(185)
interessi attivi su depositi e c/c	3	2
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	77	41
Altre		(13)
	(551)	(608)
Differenze attive (passive) di cambio:		
differenze attive realizzate	3.265	3.090
differenze attive da valutazione	46	63
differenze passive realizzate	(3.377)	(2.974)
differenze passive da valutazione	(12)	(45)
	(78)	134
Altri proventi e oneri finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(77)	(53)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	256	248
Commissioni per servizi finanziari	53	54
Altri proventi	43	50
Altri oneri	(41)	(48)
	234	251
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	42	32
	(353)	(191)

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

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

(milioni di euro)	2009	2010
Contratti su valute	(14)	33
Contratti su tassi d'interesse	22	36
	8	69

I proventi netti su contratti derivati di 69 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. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione del fair value dei contratti derivati.

35 Proventi (oneri) su partecipazioni

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

(milioni di euro)	2009	2010
Dividendi	4.903	7.783
Altri proventi	1.361	177
Totale proventi	6.264	7.960
Svalutazioni e perdite	(1.511)	(2.017)
	4.753	5.943

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Dividendi		
Eni International BV	3.698	6.566
Snam Rete Gas SpA	249	432
Unión Fenosa Gas SA	138	126
Eni Gas & Power Belgium SA		117
Saipem SpA	104	104
EniPower SpA	57	85
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	14	57
Galp Energia SA	64	55
Ecofuel SpA	53	53
Eni Coordination Center SA	53	51
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	26	38
LNG Shipping SpA	36	35
Eni Gas Transport Deutschland SpA		27
Tecnomare SpA	13	10
Italgas SpA	219	
Stoccaggi Gas Italia SpA	82	
Eni Administration & Financial Service SpA	39	
Eni Trading & Shipping SpA	27	
Altre	31	27
	4.903	7.783
Altri proventi		
Vendita azioni Italgas SpA a Snam Rete Gas SpA	906	145
Vendita azioni Stoccaggi SpA a Snam Rete Gas SpA	451	29
Altre	4	3
	1.361	177
Totale proventi	6.264	7.960

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Svalutazioni		
Syndial SpA	429	438
Eni Gas & Power Belgium SA		231
Società Adriatica Idrocarburi SpA		173
Eni Angola SpA	169	181
Eni Administration & Financial Services SpA		16
Ieoc SpA	104	60
Eni Timor Leste SpA	5	12
Eni East Africa SpA	4	11
Immobiliare Est SpA		10
Polimeri Europa SpA	516	
Altre minori	34	9
Altri oneri		
Accantonamento fondo copertura perdite Syndial SpA		805
Oneri per cessione Italgas SpA		47
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	250	24
Totale oneri	1.511	2.017

Gli oneri (non ricorrenti) per cessione Snamprogetti SpA di 24 milioni di euro si riferiscono all'onere sostenuto a seguito dell'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria in merito alla contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Tale onere è a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

37 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Imposte correnti		
- IRES	(507)	(70)
- IRAP	(110)	(54)
Addizionale Legge n. 7/09	(238)	(240)
	(855)	(364)
Imposta sostitutiva Legge 133/08	47	1
Effetto netto imposte sostitutive e storno differite	47	1
Imposte differite	104	22
Imposte anticipate	54	262
	158	284
	(650)	(79)

Alla data del 31 dicembre 2010 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2005 compreso, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA ad eccezione dell'incorporata Enifin SpA per la quale, in considerazione di quanto disposto dal comma 3 dell'art. 43 DPR 600/73 e dell'art. 57 DPR 633/72 e a seguito della verifica fiscale avvenuta nel 2008, sono da considerarsi prorogati i termini del 31 dicembre 2004 e del 31 dicembre 2005.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è dell'1,26% (11,39% nell'esercizio 2009). L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

(milioni di euro)	2009		2010	
	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	5.711	34,00%	6.256	34,00%
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	2.381	3,90%	1.658	3,90%
Aliquota teorica	35,63%		35,03%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- dividendi esclusi da tassazione	-27,73%		-40,18%	
- plusvalenze esenti su cessione partecipazioni	-7,67%		-0,91%	
- perdite fiscali società consolidate	-3,21%		-6,59%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni	7,50%		10,59%	
- stanziamenti a fondi rischi non deducibili	1,49%			
- riliquidazione imposta sostitutiva Legge 133/2008	1,12%		0,03%	
- altre variazioni	4,26%		3,29%	
Aliquote effettiva	11,39%		1,26%	

39 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,70 e 1,40 rispettivamente nel 2010 e nel 2009 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni di Eni in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.454.738 e 3.622.405.852 rispettivamente nell'esercizio 2010 e 2009. L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da assegnare a fronte dei piani di stock option produrranno sull'utile per azione di Eni SpA non è significativo.

39 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
Esercizio 2009	2.644	18.209	14.014	813		35.680
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	(2.088)	(196)	(193)	(661)		(3.138)
a dedurre: ricavi infradivisioni	767	1.028	74	(496)	(70)	1.303
Risultato operativo	1	36	118	75		230
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	445	4	559	45		1.053
Ammortamenti e svalutazioni	3.421	6.395	6.399	1.570	(182)	17.603
Attività direttamente attribuibili ^(b)	1.980	5.598	3.042	1.098		11.718
Passività direttamente attribuibili ^(c)	683	8	515	35		1.241
Investimenti in attività materiali e immateriali						
Esercizio 2010	2.712	16.782	18.194	853		38.541
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	(2.134)	(282)	(200)	(674)		(3.290)
a dedurre: ricavi infradivisioni						
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)	21.273
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

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi interdivisionali.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
Esercizio 2009							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	16.412	398	318	214	57	204	17.603
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.241						1.241
Esercizio 2010							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	19.247	268	1.250	25	56	427	21.773
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.220						1.220

(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)	2009	2010
Italia	25.670	29.075
Altri Paesi dell'Unione Europea	4.908	4.710
Resto dell'Europa	692	655
Americhe	575	183
Asia	369	371
Africa	317	233
Altre aree	11	24
	32.542	35.251

Compensi e altre informazioni

Ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni e da ultimo la comunicazione DEM/11012984 del 24 febbraio 2011, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno. Coerentemente alle richiamate disposizioni Consob sono indicati i compensi del 2010 secondo un criterio di competenza con relativo totale e sono state riportate, in successive colonne, il totale dei compensi effettivamente corrisposti nel 2010 con separata indicazione dei compensi di competenza 2010 non ancora corrisposti e dei compensi corrisposti nel 2010 di competenza di esercizi precedenti. In particolare:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi. Non sono previsti rimborsi spese forfettari, gettoni di presenza e partecipazioni agli utili;
- nella colonna "Compensi per la partecipazione a comitati" è indicato il compenso spettante agli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i fringe benefit, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche; l'incentivo monetario differito e l'incentivo monetario di lungo termine sono, ai fini della presente tabella, considerati nell'anno nel quale matura il diritto all'erogazione;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, i compensi corrisposti per incarichi presso società controllate, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate;
- nella colonna "Totale compensi di competenza 2010" è indicata la somma degli importi delle precedenti voci.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

[migliaia di euro]

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica ^(a)	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Compensi per la partecipazione a comitati	Benefit non monetari	Bonus e altri incentivi	Altri compensi	Totale compensi di competenza dell'esercizio 2010	Compensi di competenza 2010 non corrisposti	Compensi corrisposti nel 2010 di competenza di precedenti esercizi	Totale compensi corrisposti nell'esercizio 2010
Consiglio di Amministrazione												
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	765			336		1.101			1.101
	Amministratore Delegato e											
Paolo Scaroni	Direttore Generale	01.01 - 31.12	04.11	430 ^(b)		3	2.955 ^(h)	1.032	4.420			4.420
Alberto Clò	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	45				160	23	45	182
Paolo Andrea Colombo	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	36				151		94	245
Paolo Marchioni	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	20				135	39	49	145
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	45				160	160	160	160
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	45				160	23	45	182
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	36				151		94	245
Francesco Taranto	Consigliere	01.01 - 31.12	04.11	115	36				151	18	36	169
Collegio Sindacale												
Ugo Marinelli	Presidente	01.01 - 31.12	04.11	115					115	57	57	115
Roberto Ferranti	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80 ^(d)					80	40	40	80
Luigi Mandolesi	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80					80	40	40	80
Tiziano Onesti	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80				39 ^(e)	119	79	79	119
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	04.11	80					80	40	80	120
Direttori generali												
Claudio Descalzi	Divisione E&P	01.01 - 31.12				2	886 ⁽ⁱ⁾	1.267 ^(a)	2.155			2.155
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12				1	836 ^(h)	759	1.596			1.596
Angelo Caridi	Divisione R&M	01.01 - 05.04					374	176 ⁽ⁱ⁾	550			550
Angelo Fanelli	Divisione R&M	06.04 - 31.12				1	116 ⁽ⁱ⁾	376 ^(k)	493			493
Altri dirigenti con responsabilità strategiche^(l)												
						13	4.127 ^(m)	4.182	8.322			8.322
				2.435	263	20	9.630	7.831	20.179	519	819	20.479

[a] La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2010.

[b] L'importo assorbe l'emolumento stabilito dall'Assemblea del 10 giugno 2008 per la carica di consigliere.

[c] L'importo comprende l'erogazione di 1.125 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2007.

[d] L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.

[e] L'importo è relativo agli emolumenti per la carica di Presidente del Collegio Sindacale di AGI e di Servizi Aerei.

[f] L'importo comprende l'erogazione di 237 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2007.

[g] L'importo comprende l'emolumento di 520 migliaia di euro relativo all'incarico di Presidente Eni UK.

[h] L'importo comprende l'erogazione di 383 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2007.

[i] Importo pro-rata relativo al periodo di durata della carica.

[j] Importo relativo all'erogazione dell'incentivo monetario differito attribuito nel 2007.

[k] Importo pro-rata relativo al periodo di durata della carica.

[l] Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società e i Direttori primari riporti dell'Amministratore Delegato (nove dirigenti).

[m] L'importo comprende l'erogazione di 1.297 migliaia di euro relativa agli incentivi monetari differiti attribuiti nel 2007.

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 9,7 milioni di euro e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 469 mila euro (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perché 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. Per le informazioni relative alle partecipazioni detenute dagli amministratori, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategica in Eni SpA e nelle società controllate vedi il relativo paragrafo della sezione "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

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 (c.d. key management personnel) in carica al 31 dicembre ammontano a 34 milioni di euro per il 2009 e a 32 milioni di euro per il 2010 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010
Salari e stipendi	20	19
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	10
Stock option	3	2
	34	32

Incentivazione di lungo termine attribuita agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche**1. Incentivo monetario differito**

Il piano di incentivazione monetaria differita 2009-2011 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati EBITDA conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione. Nei casi in cui si verifichino, durante il periodo di vesting, i seguenti eventi: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro del beneficiario; (ii) decesso del beneficiario; (iii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società di cui il beneficiario è dipendente; (iv) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui il beneficiario è dipendente; il beneficiario o i suoi eredi conservano il diritto a tale incentivazione in misura predeterminata che tiene conto del periodo trascorso tra l'attribuzione dell'incentivo base e il verificarsi dei suddetti eventi. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto nel periodo di vesting l'incentivo non viene erogato.

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2010 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(euro)	Incentivo base attribuito
Nome e cognome	
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale 786.500
Claudio Descalzi	Direttore Generale Divisione E&P 274.500
Domenico Dispenza	Direttore Generale Divisione G&P 281.000
Angelo Caridi ^(a)	Direttore Generale Divisione R&M
Angelo Fanelli ^(b)	Direttore Generale Divisione R&M 193.500
Altri dirigenti con responsabilità strategiche ^(c)	1.223.000

(a) In carica fino al 5 aprile 2010.

(b) In carica dal 6 aprile 2010.

(c) 9 dirigenti.

2. Incentivo monetario di lungo termine

Al fine di promuovere una redditività superiore a quella dei principali competitor di settore nel lungo periodo, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un piano di incentivazione monetaria di lungo termine per le risorse manageriali critiche (risorse manageriali titolari delle posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o comunque di interesse strategico), quale strumento di incentivazione alternativo al piano di stock option, non più attuato dal 2009. Tale piano prevede l'attribuzione di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni in percentuale compresa tra zero e 130 in funzione dell'andamento di una condizione di performance rappresentata dalle variazioni del parametro Utile netto adjusted + Depletion Depreciation & Amortization (DD&A) misurate nel triennio 2010-2012 in termini relativi rispetto alle maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Nei casi in cui si verifichino, durante il periodo di vesting, i seguenti eventi: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro del beneficiario; (ii) decesso del beneficiario; (iii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società di cui il beneficiario è dipendente; (iv) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui il beneficiario è dipendente; il beneficiario o i suoi eredi conservano il diritto a tale incentivazione in una misura determinata che tiene conto del periodo trascorso tra l'attribuzione dell'incentivo base e il verificarsi dei suddetti eventi. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto nel periodo di vesting l'incentivo non viene erogato.

Un piano analogo è stato approvato in favore dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, per il quale, nel caso di risoluzione del rapporto prima del termine del periodo di vesting sulla base della consuntivazione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento, è prevista l'erogazione dell'incentivo alla scadenza naturale del piano.

Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2010 all'Amministratore Delegato, ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.