

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE

al 30 settembre 2011



Indice

RESOCONTO INTERMERMEDIO DI GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2011

RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2011	3
Struttura semplificata del Gruppo al 30 settembre 2011.....	4
Eventi di rilievo del terzo trimestre 2011	5
Dati significativi - Focus sui risultati	6
Andamento e risultati del Gruppo.....	9
Quadro economico di riferimento.....	12
Andamento del mercato energetico italiano	15
Quadro normativo e regolamentare di riferimento	19
Andamento dei settori.....	24
- Energia Elettrica.....	24
- Idrocarburi.....	27
- Corporate e Altri Settori	31
Rischi e incertezze.....	32
Operazioni con parti correlate	32

SINTESI ECONOMICO-FINANZIARIA E PATRIMONIALE DEL GRUPPO AL 30 SETTEMBRE 2011

33

Conto Economico e Altre componenti di conto economico complessivo.....	34
Stato Patrimoniale.....	35
Rendiconto Finanziario delle disponibilità liquide	36
Variazione del patrimonio netto consolidato	37
Note illustrative al Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2011	38
- Contenuto e forma.....	38
- Informativa settoriale.....	40
- Note alle poste del conto economico.....	42
- Note alle poste dello stato patrimoniale	53
- Indebitamento finanziario netto	66
Informazioni relative all' IFRS 5 (Disposal Group)	67
Impegni e rischi potenziali.....	68
Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	72
Operazioni infragruppo e con parti correlate	83
Altre informazioni	86
Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 settembre 2011	87
Area di consolidamento al 30 settembre 2011	89

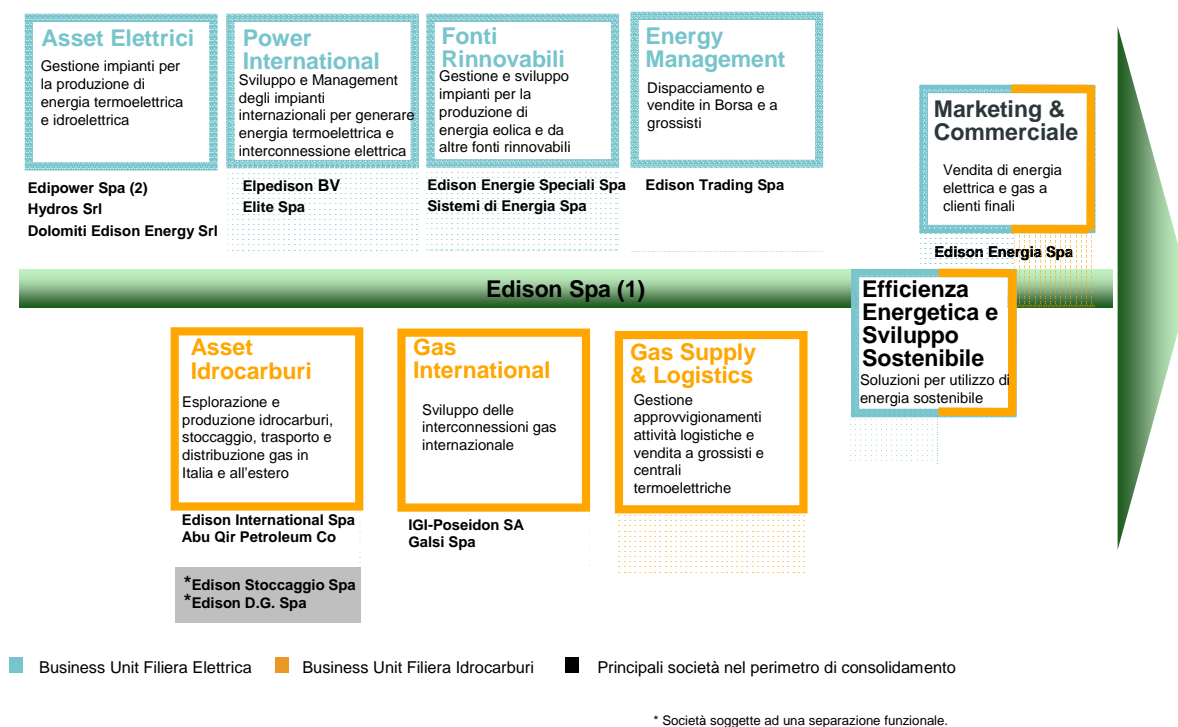
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del D.Lgs. 58/1998.....	96
---	-----------

RELAZIONE SULLA GESTIONE

al 30 settembre 2011

Struttura semplificata del Gruppo al 30 settembre 2011

Organizzazione e attività delle Business Units e principali società nel perimetro di consolidamento



(1) – Edison Spa svolge direttamente attività nell’ambito delle diverse Business Units nonché attività corporate. In particolare: produzione di energia elettrica (idroelettrica e termoelettrica), produzione, import e vendita di idrocarburi.

(2) – Edipower Spa consolidata proporzionalmente al 50%.

Relazione sulla Gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
---------------------------------	--	-------------------------------

Eventi di rilievo

TERZO TRIMESTRE 2011

Non si segnalano eventi di rilievo nel trimestre.

Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 settembre 2011

Per la descrizione di altri eventi successivi alla data di chiusura del trimestre cui la presente relazione si riferisce, si rimanda al paragrafo “Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 settembre 2011” contenuto nella Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

Dati significativi – Focus sui risultati

Al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria le tabelle che seguono riportano alcuni "Indicatori alternativi di performance" non previsti dai principi contabili IFRS. In calce alle medesime si fornisce la metodologia di calcolo di tali indici in linea con le indicazioni del CESR (*Committee of European Securities Regulators*).

Gruppo Edison

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trimestre 2011	3° trimestre 2010	Variaz. %
10.446	Ricavi di vendita	8.591	7.593	13,1%	2.929	2.506	16,9%
1.369	Margine operativo lordo	717	930	(22,9%)	226	304	(25,7%)
13,1%	% sui Ricavi di vendita	8,3%	12,2%		7,7%	12,1%	
273	Risultato operativo	149	368	(59,5%)	43	104	(58,7%)
2,6%	% sui Ricavi di vendita	1,7%	4,8%		1,5%	4,2%	
172	Risultato prima delle imposte	4	309	(98,7%)	(7)	67	n.s.
21	Risultato netto di competenza di Gruppo	(93)	179	n.s.	(31)	37	n.s.
505	Investimenti in immobilizzazioni	365	381	(4,2%)	129	82	57,3%
52	Investimenti in esplorazione	41	45	(8,9%)	34	24	41,7%
11.845	Capitale investito netto (A + B) ⁽¹⁾	12.119	12.179	2,3%			
3.708	Indebitamento finanziario netto (A) ⁽¹⁾⁽²⁾	4.104	3.995	10,7%			
8.137	Patrimonio netto (compresa quota terzi) (B) ⁽¹⁾	8.015	8.184	(1,5%)			
7.939	Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante ⁽¹⁾	7.845	8.003	(1,2%)			
2,35%	ROI ⁽³⁾	1,70%	4,16%				
0,26%	ROE ⁽⁴⁾	n.s.	2,97%				
0,46	Debt / Equity (A/B)	0,51	0,49				
31%	Gearing (A/A+B)	34%	33%				
3.939	Dipendenti (numero) ⁽¹⁾⁽⁵⁾	3.907	3.936	(0,8%)			
119	- di cui da attività in dismissione	117	-	(1,7%)			
Quotazioni di Borsa (in euro)							
0,8660	• azioni ordinarie	0,8522	0,9205				
1,2365	• azioni di risparmio	0,8851	1,2781				
Utile (perdita) per azione (in euro) ⁽⁶⁾							
0,0034	• risultato di base azioni ordinarie	(0,0188)	0,0333				
0,0334	• risultato di base azioni di risparmio	0,0375	0,0633				
0,0034	• risultato diluito azioni ordinarie	(0,0188)	0,0333				
0,0334	• risultato diluito azioni di risparmio	0,0375	0,0633				

(1) Valore di fine periodo. Le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2010.

(2) La composizione di questa voce è illustrata nel paragrafo "Indebitamento finanziario netto" della Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

(3) Risultato operativo annualizzato / capitale investito netto medio.

Il capitale investito netto è rettificato dal valore delle partecipazioni iscritte nelle attività non correnti ed è calcolato come media aritmetica del capitale investito netto a fine periodo e di quello a fine dell'esercizio precedente.

(4) Risultato netto di competenza di Gruppo annualizzato / Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante medio.

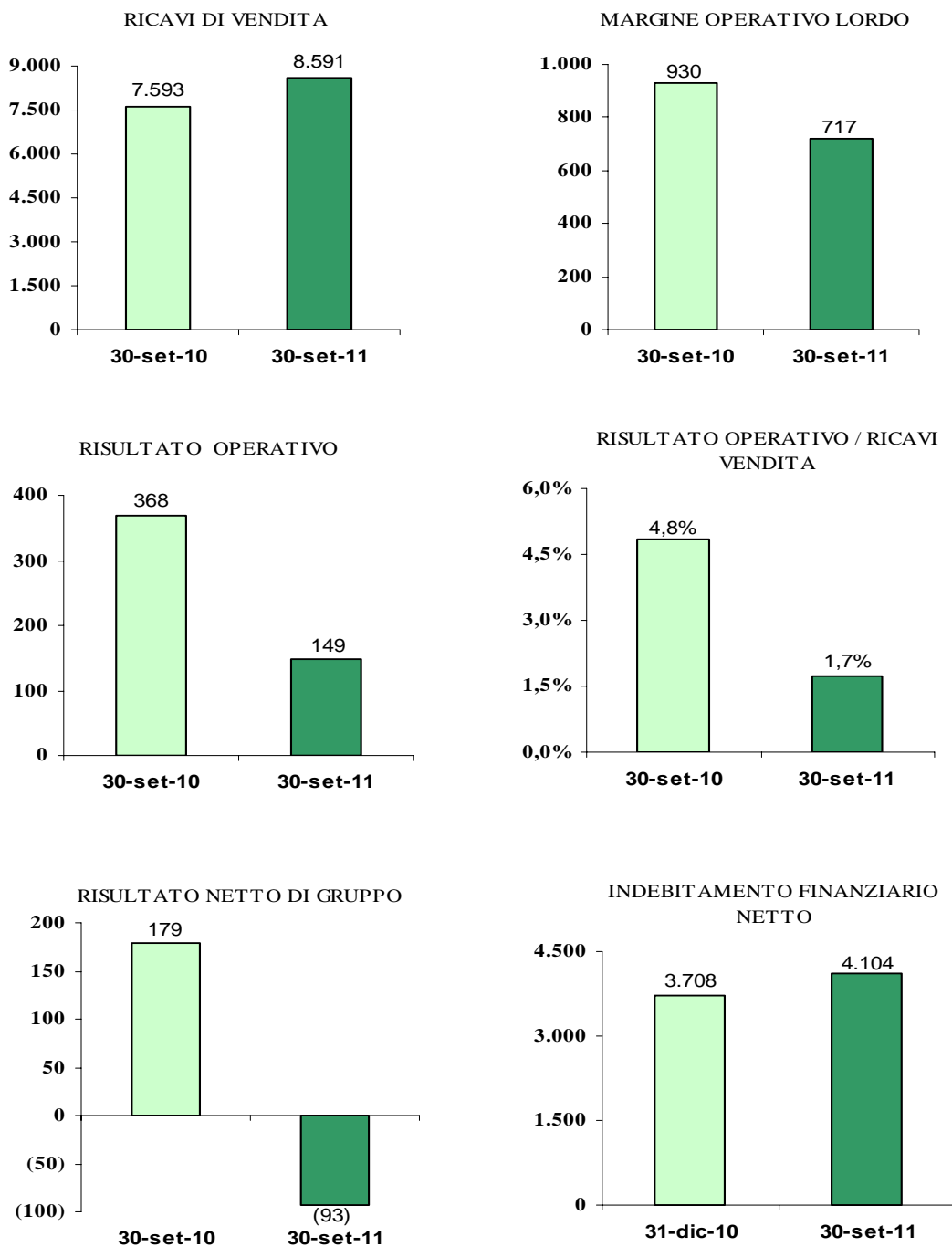
La media del Patrimonio netto è la media aritmetica del Patrimonio netto a fine periodo e di quello a fine dell'esercizio precedente.

(5) Società consolidate integralmente e quota di spettanza delle società consolidate con il metodo proporzionale.

(6) Media aritmetica semplice dei prezzi rilevati nell'ultimo mese solare del periodo.

Sintesi andamento del Gruppo

(in milioni di euro)



Ricavi di vendita e margine operativo lordo per settore

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trimestre 2011	3° trimestre 2010	Variaz. %
Filiera Energia Elettrica (1)							
7.289	Ricavi di vendita	5.996	5.297	13,2%	2.164	1.859	16,4%
1.055	Margine operativo lordo reported	526	653	(19,4%)	165	225	(26,7%)
1.130	Margine operativo lordo <i>adjusted</i> *	618	722	(14,4%)	230	239	(3,8%)
Filiera Idrocarburi (2)							
5.040	Ricavi di vendita	3.756	3.689	1,8%	1.196	1.137	5,2%
413	Margine operativo lordo reported	261	349	(25,2%)	81	102	(20,6%)
338	Margine operativo lordo <i>adjusted</i> *	169	280	(39,6%)	16	88	(81,8%)
Corporate e Altri Settori (3)							
51	Ricavi di vendita	37	38	(2,6%)	13	13	-
(99)	Margine operativo lordo	(70)	(72)	2,8%	(20)	(23)	13,0%
Elisioni							
(1.934)	Ricavi di vendita	(1.198)	(1.431)	16,3%	(444)	(503)	11,7%
	Margine operativo lordo	-	-	-	-	-	-
Gruppo Edison							
10.446	Ricavi di vendita	8.591	7.593	13,1%	2.929	2.506	16,9%
1.369	Margine operativo lordo	717	930	(22,9%)	226	304	(25,7%)
13,1%	% sui ricavi di vendita	8,3%	12,2%		7,7%	12,1%	

(1) Attività svolta dalle Business Units: Asset Elettrici, Power International, Fonti Rinnovabili, Efficienza Energetica e Sviluppo Sostenibile, Energy Management e Marketing & Commerciale.

(2) Attività svolta dalle Business Units: Asset Idrocarburi, Gas International, Gas Supply & Logistics e Marketing & Commerciale.

(3) Include l'attività della Capogruppo Edison Spa non pertinente alla gestione industriale, talune società holding e immobiliari.

* Il margine operativo lordo *adjusted* è il risultato della riclassificazione dei risultati delle coperture su commodity e su cambi associate ai contratti per l'importazione di gas naturale. Nell'ambito delle politiche di gestione del rischio aziendale, tali coperture hanno la finalità di mitigare il rischio di oscillazione del costo del gas naturale destinato alla produzione e vendita di energia elettrica, nonché quello relativo alla vendita del gas naturale medesimo. Il risultato di tali operazioni, contabilizzato nella Filiera Idrocarburi, è stato riclassificato nella Filiera Energia Elettrica. Tale riclassificazione viene effettuata, in considerazione della rilevanza delle variazioni dei prezzi delle commodity e dei cambi nel periodo, al fine di consentire una lettura gestionale dei risultati industriali.

Andamento e risultati del Gruppo

Andamento della gestione

Nel corso del terzo trimestre 2011 il Gruppo registra ricavi di vendita pari a 2.929 milioni di euro, in aumento del 16,9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Nei singoli settori si osserva un incremento del 16,4% per la Filiera Energia Elettrica e del 5,2% per la Filiera Idrocarburi sostanzialmente guidato dall'incremento dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento, e per la Filiera Energia Elettrica anche grazie all'aumento dei volumi venduti.

Complessivamente, nei primi nove mesi del 2011, i ricavi di vendita sono passati da 7.593 milioni di euro a 8.591 milioni di euro, in aumento del 13,1% a seguito degli stessi fenomeni commentati per l'andamento del trimestre.

Il margine operativo lordo nel trimestre è pari a 226 milioni di euro in calo del 25,7% rispetto al terzo trimestre 2010; si rimanda al commento delle singole Filiere per una più compiuta descrizione dei fenomeni caratterizzanti il periodo di riferimento.

In termini progressivi, il margine operativo lordo si attesta a 717 milioni di euro, con un decremento di 213 milioni di euro (-22,9%) rispetto a 930 milioni di euro del periodo precedente; tale variazione è riconducibile alla riduzione del margine operativo lordo *adjusted*⁽¹⁾ della Filiera Energia Elettrica (-104 milioni di euro) e della Filiera Idrocarburi (-111 milioni di euro).

In particolare la variazione negativa del margine operativo lordo *adjusted*⁽¹⁾ della Filiera Energia Elettrica è imputabile principalmente alla minore redditività del segmento CIP 6/92 mentre il decremento del margine operativo lordo *adjusted*⁽¹⁾ della Filiera Idrocarburi è attribuibile all'attività di compra-vendita del gas naturale i cui effetti economici, negativi nei primi nove mesi 2011, sono stati solo in parte mitigati dal contributo positivo realizzato nel segmento *Exploration&Production*; con riferimento alla Filiera Idrocarburi va sottolineato che il margine operativo lordo del periodo ha beneficiato della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di gas naturale a lungo termine dalla Norvegia e dalla Russia, rispettivamente con le controparti Eni e Promgas.

Si rimanda al commento delle Filiere per un'analisi più approfondita dell'andamento del periodo in questione.

Il risultato operativo al 30 settembre 2011 si attesta a 149 milioni di euro e risulta, per le ragioni sopra dette, in flessione del 59,5% rispetto a quello dello stesso periodo dell'anno scorso (368 milioni di euro).

Tale riduzione, oltre al calo della redditività già commentata precedentemente, riflette maggiori svalutazioni di cespiti per 50 milioni di euro, e beneficia di minori ammortamenti di immobilizzazioni, principalmente a seguito degli effetti della scadenza di alcune convenzioni CIP 6/92 e delle svalutazioni effettuate a fine 2010, nonché di minori ammortamenti per investimenti in esplorazione.

Le citate svalutazioni si riferiscono quasi interamente a centrali termoelettriche e nello specifico riflettono l'incremento del rischio paese per le centrali situate in Grecia e, per alcuni impianti situati in Italia, la

(1) Vedi nota pagina 8.

ridefinizione dei profili di produzione dettata dal perdurare delle condizioni di scarsa redditività del mercato elettrico nazionale.

Il risultato prima delle imposte, che recepisce altresì oneri finanziari netti per 134 milioni di euro, è pari a 4 milioni di euro (309 milioni nei primi nove mesi del 2010).

Il risultato netto di competenza di Gruppo è negativo per 93 milioni di euro, in diminuzione di 272 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2010, ed include il risultato netto da attività in dismissione negativo per 14 milioni di euro riconducibile alla svalutazione delle centrali termoelettriche di Taranto oggetto dell'accordo di vendita al Gruppo Riva (7 milioni di euro) e agli effetti della sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 a seguito della quale sono stati disconosciuti a Edison Spa alcuni benefici tariffari riferiti a una centrale termoelettrica ceduta nel 2008 (7 milioni di euro).

Inoltre il carico fiscale corrente include le disposizioni contenute nella Legge 14 settembre 2011 n. 148, che ha innalzato l'aliquota dell'addizionale IRES dal 6,5% al 10,5% per il triennio 2011-2013 e ne ha esteso l'applicazione alle società operanti nel settore delle energie rinnovabili e della distribuzione di gas naturale, con conseguenti effetti negativi per 23 milioni di euro (di cui 8 milioni di euro per imposte differite nette e 15 milioni di euro per imposte correnti).

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2011 è risultato pari a 4.104 milioni di euro (3.995 al 30 settembre 2010) in aumento rispetto ai 3.708 milioni rilevati a fine dicembre 2010. Per un'analisi più dettagliata delle principali componenti si rimanda al paragrafo "Indebitamento finanziario netto" contenuto all'interno della Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

Di seguito si riporta l'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto:

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	30 settembre 2011	30 settembre 2010
	A. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO		
(3.858)	INIZIALE	(3.708)	(3.858)
1.369	Margine operativo lordo	717	930
148	Variazione del capitale circolante operativo	(455)	(28)
(304)	Imposte dirette pagate (-)	(144)	(228)
(81)	Variazione altre attività (passività)	(62)	(29)
1.132	B. CASH FLOW OPERATIVO	56	645
(557)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	(406)	(426)
(7)	Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)	(3)	(7)
(42)	Prezzo di acquisizione business combinations (-)	-	(41)
8	Prezzo di cessione immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	99	7
8	Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie	9	5
1	Dividendi incassati	5	1
543	C. CASH FLOW DISPONIBILE (Generazione di cassa)	(240)	184
(144)	Proventi (oneri) finanziari netti	(134)	(93)
10	Apporti di capitale sociale e riserve	-	10
(259)	Dividendi pagati (-)	(22)	(238)
150	D. CASH FLOW DOPO LA GESTIONE FINANZIARIA	(396)	(137)
-	Variazione area di consolidamento	-	-
150	E. CASH FLOW NETTO DEL PERIODO	(396)	(137)
	F. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO		
(3.708)	FINALE	(4.104)	(3.995)

Evoluzione prevedibile dei risultati a fine esercizio

L'andamento della gestione operativa insieme alla rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento gas di lungo termine con Promgas (gas russo) ed ENI (gas norvegese) permettono di confermare la stima di EBITDA per l'anno in corso a circa 900 milioni di euro. L'impatto della difficile situazione del mercato del gas sulla redditività del Gruppo perdurerà fino alla conclusione positiva dei negoziati e dei procedimenti arbitrali in corso per i contratti gas di lungo termine.

L'obiettivo della società è quello di ottenere dalle rinegoziazioni in corso sia una ragionevole redditività dei contratti gas sia i riconoscimenti a tantum relativi agli esercizi precedenti.

Quadro economico di riferimento

Dopo il primo semestre caratterizzato dalla ripresa dell'economia mondiale, soprattutto grazie al contributo alla crescita dei paesi emergenti e in minor misura dei paesi dell'Area euro, principalmente della Germania, nel terzo trimestre si è registrato un evidente rallentamento, in special modo nelle economie avanzate.

L'inaspettato arretramento sia nei paesi europei sia negli Stati Uniti, considerati solo fino pochi mesi fa i possibili traini della ripresa dell'Occidente, è stato influenzato dalla stretta delle politiche di bilancio attuate in queste aree per risanare i conti, oltre al fatto che una serie di problemi strutturali sono rimasti ancora irrisolti. La dinamica negativa del Giappone invece in questo momento è imputabile maggiormente al terribile terremoto che ha colpito il paese nella primavera.

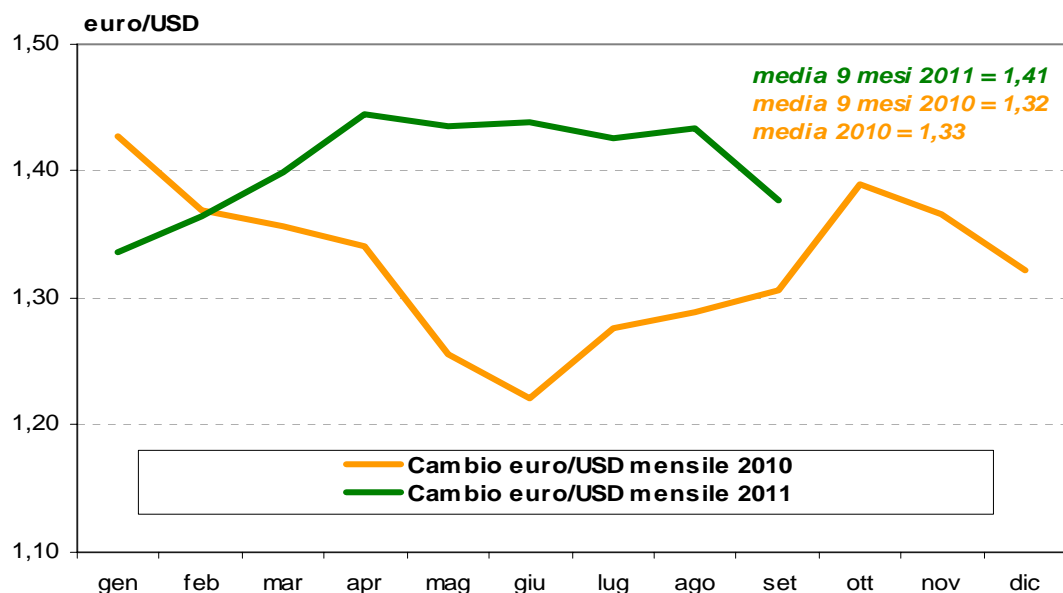
Le stime di crescita per l'economia americana sono state riviste al ribasso per una minore crescita delle esportazioni, una inferiore attività di accumulo delle scorte e un'attenuazione degli stimoli di bilancio. L'Area euro ha ridotto il ritmo di sviluppo, indebolita dagli effetti della crisi dei debiti sovrani e dal peggioramento dello scenario internazionale che deprime le esportazioni, in primo luogo della Germania. L'andamento non positivo dei consumi delle famiglie nell'Area euro risente delle difficoltà occupazionali e dei tagli decisi dai governi.

Anche le economie emergenti, vero traino della ripresa di fine 2010 ed inizio 2011, hanno iniziato a decelerare; Cina e India continuano a dare il maggior contributo all'incremento del PIL dei paesi emergenti nonostante in entrambi i paesi continuino le strette monetarie per contrastare le pressioni inflazionistiche.

In tale contesto internazionale l'Italia, pur registrando un andamento economico sostanzialmente in linea con i *partner* europei ma ancora alle prese con una crisi di fiducia sul suo debito pubblico, ha risentito maggiormente delle recenti turbolenze sui mercati finanziari, che non hanno risparmiato le banche italiane considerate fino a prima dell'estate più solide di quelle degli altri *partner* europei. A ciò si aggiunge un deterioramento del clima di fiducia sia delle imprese sia delle famiglie e un peggioramento generale dello scenario economico italiano che ha portato ad un allargamento del differenziale di rendimento tra Btp e Bund a *record* storici.

Il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro statunitense è stato caratterizzato da un'elevata volatilità nel corso del terzo trimestre dell'anno, con la moneta unica europea che è passata da un cambio USD per euro di 1,45 di inizio luglio a un cambio USD per euro di 1,35 verso fine settembre, oscillando ampiamente nel corso del trimestre. In particolare, dopo i mesi di luglio ed agosto caratterizzati da ampi scostamenti pur mantenendo medie stabili, il mese di settembre ha registrato un andamento di costante indebolimento della moneta unica nei confronti del dollaro erodendo in un solo mese l'apprezzamento registrato nei primi sei mesi del 2011 e raggiungendo in alcuni giorni il valore minimo degli inizi di gennaio, spinto dalla crescente preoccupazione della comunità finanziaria circa la situazione sul debito di alcuni Stati europei.

Complessivamente, nei primi 9 mesi dell'anno il tasso di cambio si è attestato su un valore medio di 1,41 USD per euro, in aumento del 6,9% rispetto al tasso di cambio medio dei primi 9 mesi del 2010, mentre nel terzo trimestre registra una media pari a 1,41 USD per euro in salita del 9,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.



Sul fronte del mercato petrolifero, i prezzi del petrolio nel corso del 2011 dopo un iniziale *trend* crescente, che li ha portati al di sopra dei 110 USD/barile nei primi tre mesi dell'anno ed al raggiungimento del valore massimo ad aprile, hanno evidenziato nei mesi successivi limitate variazioni mensili nonostante la presenza di un'alta volatilità giornaliera.

Questa relativa stabilità si spiega con il venir meno dei fattori di tensione che nella prima parte dell'anno avevano determinato l'aumento dei prezzi, tra cui la crisi politica in Libia ed Egitto e relativi timori sull'approvvigionamento di petrolio sui mercati mondiali. Rispetto ai primi nove mesi del 2010 il greggio ha subito nel 2011 un incremento del 43% portandosi ad una media di 111,5 dollari al barile. Nel solo terzo trimestre 2011 l'incremento è stato del 45,6% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

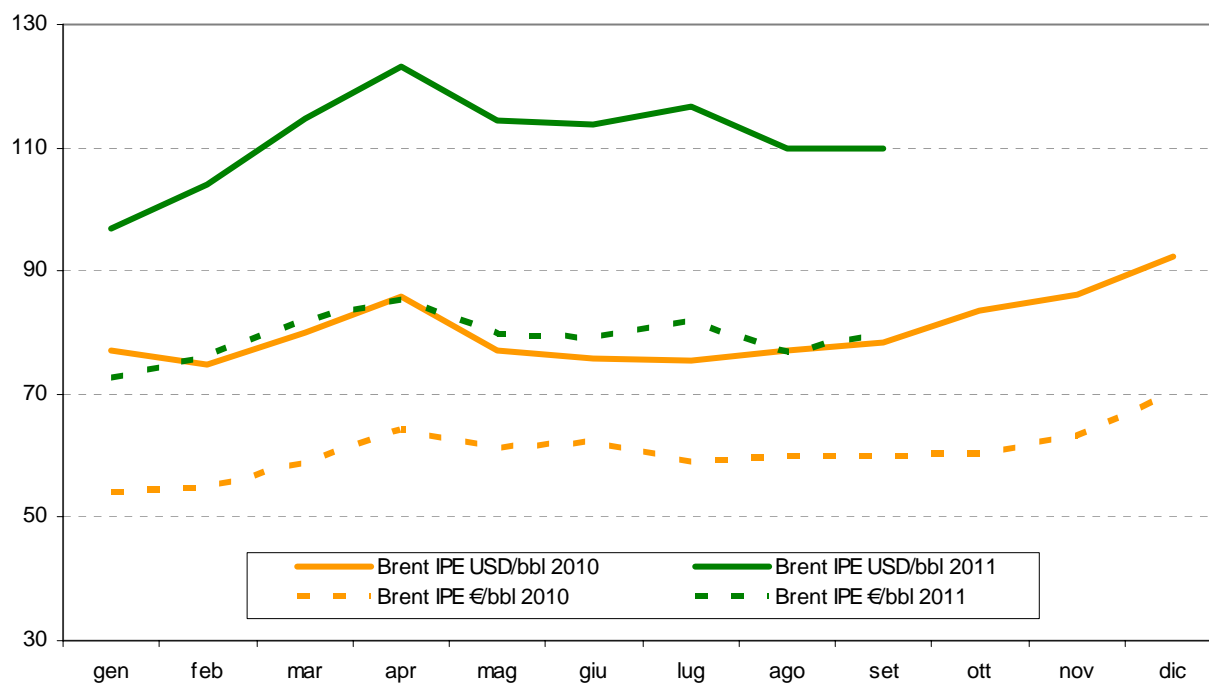
Le variazioni del *brent* in euro per barile risultano leggermente mitigate a causa dei movimenti in controtendenza di greggio e cambio euro/USD.

Rispetto ai primi nove mesi del 2010 il greggio in euro ha subito nel 2011 un incremento del 33,8% portandosi ad una media di 79,3 euro/barile. Nel terzo trimestre 2011 l'incremento è stato del 33,1% rispetto al corrispondente periodo del 2010.

La tabella ed il grafico che seguono riportano rispettivamente i valori medi per trimestre e la dinamica mensile nel corso dell'anno corrente e dell'anno precedente:

Esercizio 2010		9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trimestre 2011	3° trimestre 2010	Variaz. %
80,3	Prezzo petrolio USD/bbl(1)	111,5	77,9	43,0%	112,1	77,0	45,6%
1,33	Cambio USD/euro	1,41	1,32	6,9%	1,41	1,29	9,4%
60,5	Prezzo petrolio euro/bbl	79,3	59,2	33,8%	79,4	59,6	33,1%

(1) Brent IPE



Andamento del mercato energetico italiano

Bilancio di Energia Elettrica in Italia e scenario di riferimento

Esercizio 2010	TWh	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trimestre 2011	3° trimestre 2010	Variaz. %
290,7	Produzione netta:	220,0	216,0	1,9%	76,1	73,5	3,6%
221,0	- Termoelettrica	165,0	163,5	0,9%	56,1	56,9	(1,4%)
53,8	- Idroelettrica	37,8	41,1	(8,0%)	12,8	13,1	(2,3%)
15,9	- Altre rinnovabili ⁽¹⁾	17,2	11,4	50,9%	7,2	3,5	106,3%
44,2	Saldo netto import/export	32,2	33,7	(4,5%)	9,5	10,8	(11,9%)
(4,4)	Consumo pompaggi	(1,7)	(3,4)	(49,3%)	(0,6)	(0,8)	(24,8%)
330,5	Totale domanda	250,5	246,3	1,7%	85,0	83,5	1,8%

Fonte: elaborazioni su dati 2010 e preconsuntivi 2011 Terna al lordo delle perdite di rete.

(1) include produzione geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica.

La domanda lorda di energia elettrica in Italia del terzo trimestre 2011 è stata pari a 85,0 TWh (TWh = miliardi di kWh), in crescita dell'1,8% rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

La termicità registrata nel trimestre ha influenzato in modo significativo l'andamento mensile della richiesta di energia elettrica: rispetto all'anno precedente si sono registrate basse temperature nel mese di luglio, mentre nei mesi di agosto e settembre le temperature più elevate hanno trainato i consumi nazionali per condizionamento.

L'aumento della domanda nazionale di 1,5 TWh combinato con il calo di 1,3 TWh delle importazioni elettriche nette (anche a causa di alcune riduzioni dei transiti con Francia e Svizzera) e con la riduzione di 0,2 TWh del consumo dei pompaggi ha determinato l'incremento della produzione nazionale netta di 2,6 TWh. La produzione nazionale del trimestre, al netto dei pompaggi, ha coperto l'89% della domanda, valore superiore rispetto all'87% del terzo trimestre del 2010, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto il restante 11%.

Al citato incremento della produzione nazionale netta hanno contribuito il forte aumento delle produzioni da altre fonti rinnovabili di 3,7 TWh (+106,3%), la riduzione della produzione idroelettrica di 0,3 TWh (-2,3%) e il conseguente calo delle produzioni termoelettriche di 0,8 TWh (-1,4%).

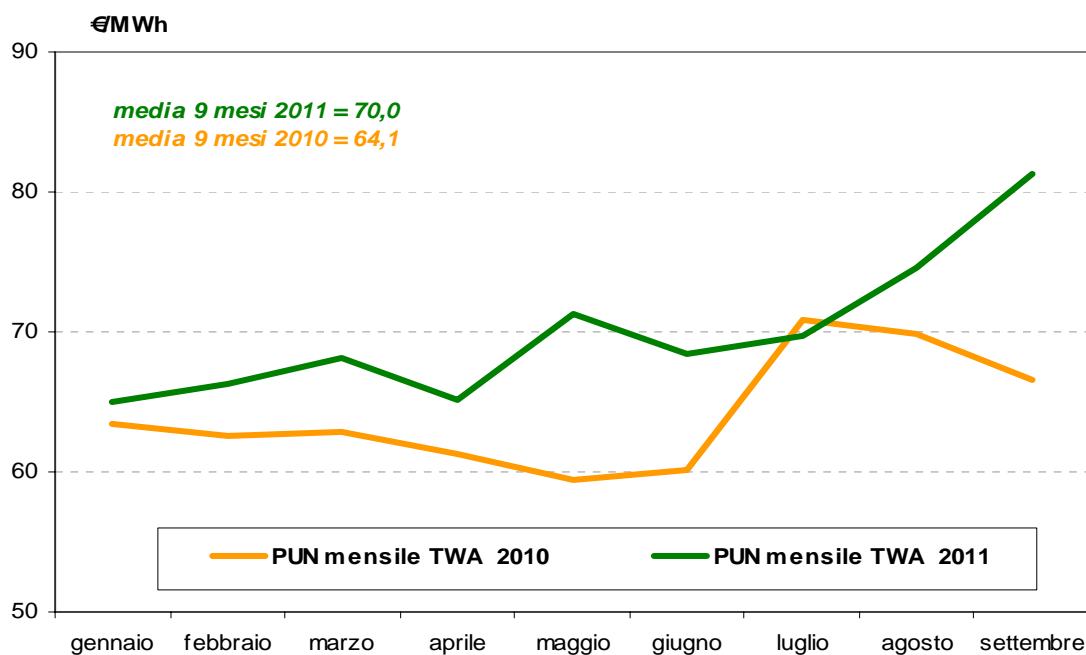
In particolare per quanto riguarda le fonti rinnovabili, oltre al già menzionato decremento delle produzioni idroelettriche per la minor idraulicità rispetto al 2010, si segnala un deciso incremento delle produzioni fotovoltaiche (+3,4 TWh) ed eoliche (+0,2 TWh) grazie al forte sviluppo della potenza installata nel corso del 2010; le produzioni geotermoelettriche rimangono invece sostanzialmente stazionarie.

Complessivamente, la domanda lorda di energia elettrica nei primi nove mesi del 2011 è risultata pari a 250,5 TWh, in aumento dell'1,7% rispetto al corrispondente periodo dell'anno scorso evidenziando gli stessi andamenti commentati per il trimestre.

Con riferimento allo scenario prezzi, al 30 settembre 2011 la quotazione media del PUN TWA (Prezzo Unico Nazionale *Time Weighted Average*), si è attestata ad un livello di 70,0 euro/MWh, registrando un incremento di circa il 9,2% rispetto ai primi nove mesi del 2010 (64,1 euro/MWh).

Come evidenziato dal grafico sottostante, si nota un *trend* in salita del livello del PUN causato principalmente dall'aumento progressivo del prezzo gas che segue le quotazioni del petrolio. A livello mensile l'impatto delle temperature ha portato ad un livello di prezzo minore rispetto al 2010 solo per il mese di luglio (che sconta un livello di temperature inferiore alla norma) mentre un livello significativamente più alto per il mese di settembre, caratterizzato da temperature superiori alla norma.

L'andamento mensile rispetto all'anno precedente è rappresentato dal grafico seguente:



Bilancio di Gas Naturale in Italia e scenario di riferimento

Esercizio	Mld/mc	9 mesi	9 mesi	Variaz.	3° trimestre	3° trimestre	Variaz.
2010		2011	2010	%	2011	2010	%
33,8	Servizi e usi civili	20,3	22,1	(8,3%)	2,1	2,1	n.s.
17,6	Usi industriali	13,1	12,7	3,2%	4,0	3,8	5,2%
29,8	Usi termoelettrici	21,1	22,1	(4,3%)	7,1	7,7	(7,1%)
1,4	Consumi e perdite di sistema	1,0	1,0	n.s.	0,4	0,4	n.s.
82,6	Totale domanda	55,5	57,9	(4,2%)	13,6	14,0	(3,0%)

Fonte: dati 2010 e preliminari 2011 Snam Rete Gas, Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

Nel corso del terzo trimestre del 2011 la domanda di gas naturale in Italia ha fatto registrare una riduzione del 3,0% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, attestandosi a circa 13,6 miliardi di metri cubi, con un calo complessivo di circa 0,4 miliardi di metri cubi.

Tale dinamica è da attribuirsi sostanzialmente alla flessione negli usi termoelettrici che nel terzo trimestre 2011 hanno registrato una diminuzione di circa 0,6 miliardi di metri cubi (-7,1%) guidata dalle minori produzioni di centrali termoelettriche a gas.

L'aumento dei consumi nel settore industriale di 0,2 miliardi di metri cubi (+5,2% verso lo stesso periodo dell'anno precedente) conferma la tendenza di debole ripresa economica dei primi sei mesi anche se i valori registrati risultano ancora lontani dai livelli del 2008.

Infine si registra un consumo per servizi e usi civili sostanzialmente in linea con lo stesso trimestre dell'anno precedente.

In termini di fonti di approvvigionamento, il terzo trimestre 2011 ha registrato:

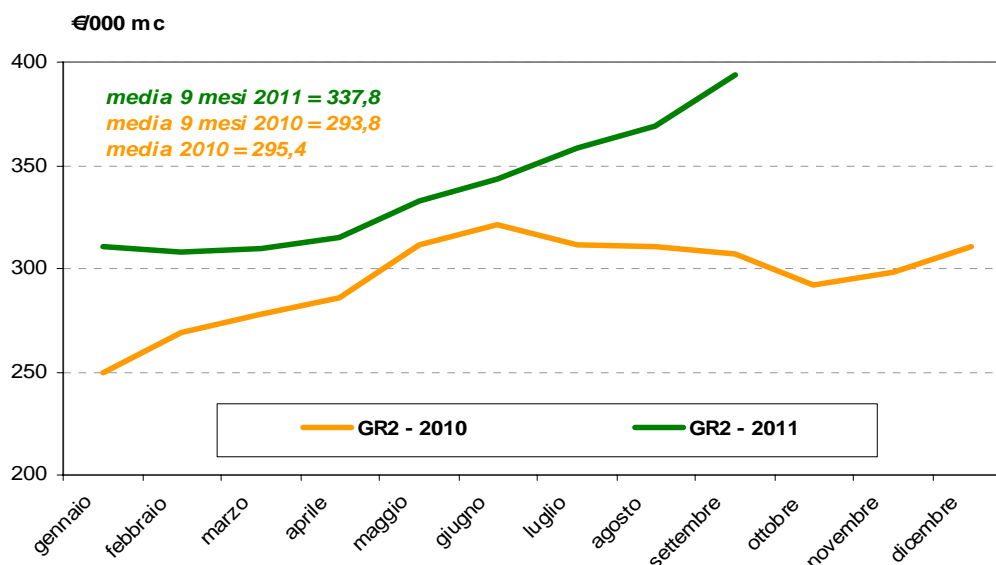
- una produzione nazionale in leggera crescita rispetto al terzo trimestre 2010 (+2,7%);
- importazioni di gas in aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+0,2 miliardi di metri cubi, +1,1%);
- un aumento dei volumi immessi a stoccaggio rispetto al terzo trimestre 2010 per una dinamica dei prezzi del gas favorevole e per l'aumento della capacità di stoccaggio nazionale.

Con riferimento ai primi nove mesi dell'anno la domanda di gas naturale è stata di circa 55,5 miliardi di metri cubi con una riduzione di 2,4 miliardi di metri cubi (-4,2%) rispetto allo stesso periodo del 2010.

Va sottolineato che tale andamento è stato fortemente condizionato dalle temperature più alte registrate nei primi mesi dell'anno rispetto al 2010.

Con riferimento all'andamento mensile dei prezzi del gas indicizzato (rappresentato nel grafico sottostante che prende a riferimento la formula della *Gas Release 2*) si riscontra l'effetto della lenta ripresa del *brent* in euro per barile significativamente più alto di quello dello scorso anno che, dato il ritardo temporale con cui agisce, ha posto le quotazioni a livelli nettamente più alti soprattutto nel terzo trimestre e in particolare nel mese di settembre sulla scorta della perdita di valore dell'euro rispetto al dollaro Usa.

Il confronto rispetto all'anno 2010 evidenzia quindi un tendenziale aumento della formula *Gas Release 2* su tutto il 2011 con un incremento nel terzo trimestre pari al 20,7%, superiore a quello verificatosi nei sei mesi precedenti.



La componente tariffaria CCI (Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingrosso) rappresentativa dei livelli di prezzo praticati sul mercato residenziale, sconta un maggiore ritardo nel seguire il paniere di combustibili rispetto alla *Gas Release 2*, per via della differente indicizzazione e anche in virtù degli interventi regolatori dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG). Il generale aumento dello scenario petrolifero si riflette dunque anche nella CCI con un aumento pari a circa il 16,8% rispetto all'anno precedente mentre nel trimestre appena chiuso la CCI si attesta su valori superiori del 16,5% rispetto al corrispondente periodo del 2010.

La differente indicizzazione e la valenza trimestrale della formula CCI hanno quindi comportato nel corso dei primi 9 mesi del 2011, come nell'ultimo trimestre, un aumento del differenziale tra le due formule, su cui ha peraltro inciso anche l'intervento dell'AEEG volto a calmierare il prezzo sul mercato residenziale.

La tabella sottostante riporta i valori medi per trimestre della *Gas Release 2* e della CCI:

Esercizio 2010		9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variatz. %	3° trimestre 2011	3° trimestre 2010	Variatz. %
295,4	Gas Release 2 - euro/000 mc ⁽¹⁾	377,8	293,8	15,0%	373,8	309,6	20,7%
270,0	CCI - euro/000 mc ⁽²⁾	310,2	265,6	16,8%	333,0	285,9	16,5%

(1) *Gas Release 2*: gas rivenduto da ENI ai competitors per delibera dell'Autorità Antitrust del 2007, rappresentativo dei costi del gas per forniture long term. Il prezzo è espresso al PSV.

(2) CCI (Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingrosso) fissato dalla delibera 134/06 ed aggiornato in accordo alle delibere ARG/gas 192/08, 40/09, 64/09 e 89/10. Il prezzo è espresso al confine.

Quadro normativo e regolamentare di riferimento

Per il terzo trimestre 2011 si segnalano i seguenti provvedimenti normativi e regolamentari di interesse per il settore energetico nazionale e comunitario:

Energia elettrica

Produzione

Risoluzione anticipata Convenzioni CIP 6/92: è stato pubblicato (G.U. 10 agosto 2011, n. 185) il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico che definisce i parametri e le modalità per la risoluzione anticipata delle Convenzioni CIP 6/92 degli impianti che utilizzano combustibili di processo (per Edison le centrali di Taranto e Piombino). Nello specifico, il provvedimento disciplina:

- il rimborso del Costo Evitato Impianto per le ore equivalenti di produzione previste fino a scadenza delle convenzioni;
- il rimborso degli oneri sostenuti per l'acquisto delle quote di emissione di gas serra (CO₂) non assegnate a titolo gratuito, fino al 2012;
- il corrispettivo (positivo o negativo) legato alla zonalità (CCT) dell'impianto. Il corrispettivo viene determinato annualmente dall'AEEG e riconosciuto in modo da non avere effetti economici negativi sul sistema.

Ambiente

Cogenerazione ad alto rendimento: con i decreti del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto e del 5 settembre 2011 (pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale n. 218 del 19 settembre 2011) riguardanti il sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento, si dà attuazione al decreto legislativo n. 20/07 e alla legge 99/09 e si completa il recepimento nell'ordinamento italiano della Direttiva 2004/8/CE sulla cogenerazione ad alto rendimento.

Il nuovo regime definisce un incentivo fondato sul riconoscimento dei Certificati Bianchi agli impianti cogenerativi entrati in esercizio dal 1° gennaio 2011 che rispettano l'indice PES (*Primary Energy Saving*), commisurati al risparmio di energia primaria conseguito.

Al valore base dei Certificati Bianchi è inoltre applicato un coefficiente (K), differenziato per cinque scaglioni di potenza, per tener conto dei diversi rendimenti medi degli impianti, maggiore per impianti di taglia più piccola, minore per quelli di più grande dimensione.

Inoltre le nuove norme stabiliscono che gli impianti esistenti ed in esercizio fra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010 potranno essere considerati in assetto cogenerativo, e quindi usufruire dei Certificati Bianchi, se rispondenti agli indici (IRE e LT) previsti dalla delibera AEEG n. 42/02 e non all'indice PES.

Mercato all'ingrosso

Terzo pacchetto energia – impianti di pompaggio: Terna ha pubblicato l'addendum al Piano Triennale di Sviluppo 2011-2013 nel quale riporta l'intenzione di installare batterie di accumulo per il bilanciamento della produzione da fonti rinnovabili in Sud Italia e dichiara di aver in corso uno studio di fattibilità per un impianto di pompaggio in Calabria.

Sul tema remunerazione dei sistemi di accumulo l’Autorità ha emanato un documento di consultazione (DCO n. 34/11) che rivede nel complesso i sistemi di incentivazione di Terna nell’ambito della revisione delle tariffe per il quarto periodo regolatorio (2012-2015).

Unità essenziali per la sicurezza del sistema (UESS): proseguono le attività inerenti i contenziosi amministrativi, l’avvocato generale della Corte di Giustizia UE ha reso parere positivo sulla compatibilità della disciplina di essenzialità con la normativa europea sulla concorrenza e il libero mercato; il parere definitivo della Corte, tuttavia, non è ancora stato espresso.

A fine settembre 2011, Terna ha comunicato a Edison Trading Spa l’inserimento nell’elenco degli impianti essenziali per l’anno 2012 delle centrali di San Quirico, Milazzo e Porcari e ha confermato a Edipower Spa l’inclusione nel medesimo elenco della centrale di San Filippo del Mela (con riferimento sia alle unità connesse a 150 kV, sia con riferimento alle unità connesse a 220 kV). La delibera dell’AEEG relativa alle modalità alternative al regime di essenzialità, attesa per fine settembre, è stata posticipata di qualche settimana.

Riforma del mercato elettrico: con delibera ARG/elt 98/11 del 21 luglio 2011 l’AEEG ha definito i criteri per la remunerazione della capacità produttiva secondo meccanismi di mercato; il nuovo sistema entrerà in vigore indicativamente nel 2017.

Reti private: le reti private includono sia i sistemi di autoapprovvigionamento energetico (introdotti con il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, un cui sottoinsieme è costituito dai sistemi efficienti di utenza SEU definiti dal decreto legislativo n. 115/08), sia le reti interne di utenza (RIU) definite dalla legge n. 99/09, sia le altre reti private non oggetto di concessione di distribuzione e o trasmissione. La normativa di dettaglio sul tema è attualmente oggetto di una consultazione emanata dall’AEEG.

Nel contempo con la delibera VIS 82/11 è stata chiusa l’istruttoria conoscitiva avviata dall’Autorità sulla situazione del polo di Terni: a Edison Energia Spa è stato riconosciuto il diritto al rimborso degli oneri di trasporto pagati con riferimento alle utenze del polo per il periodo gennaio 2005 – giugno 2009.

Connessione impianti di produzione: il sistema delle garanzie a prenotazione della capacità di connessione, introdotto con la delibera ARG/elt 125/10 è stato sospeso dall’AEEG a seguito dell’accoglimento da parte del TAR Lombardia dell’istanza di sospensione presentata da numerosi operatori. La discussione in merito, inizialmente prevista per fine giugno 2011, è stata rinviata a seguito dell’avvio di un procedimento di revisione della materia da parte dell’Autorità, cui è seguita a settembre la pubblicazione di un apposito documento di consultazione.

Mercato retail

Morosità: l’Autorità, al fine di favorire lo sviluppo della vendita al dettaglio del gas, ha pubblicato il Testo Integrato della Morosità Gas (TIMG) allegato alla delibera ARG/gas 99/11 con cui intende completare la disciplina della morosità gas, l’assetto dei servizi di tutela e la regolazione sulla responsabilità dei prelievi.

Il TIMG disciplina in dettaglio le casistiche relative alla morosità che riguardano la messa in mora di un cliente insolvente e gli interventi di sospensione della fornitura, lo *switching* con riserva e le modalità di cessazione amministrativa con conseguente servizio di *default*.

Nello specifico, lo *switching* con riserva consente il ritiro della richiesta di cambio fornitore nel caso in cui il punto di riconsegna risulti sospeso per morosità, mentre la cessazione amministrativa con conseguente servizio di *default*, interviene qualora un venditore estingua la propria responsabilità relativa ai prelievi effettuati da un cliente presso un punto di riconsegna a seguito della risoluzione di un contratto, da parte del venditore stesso, per cui era stato richiesto l'accesso per sostituzione/attivazione della fornitura.

Nell'ottica di un graduale allineamento di tale disciplina in entrambi i settori, la delibera riporta modifiche e integrazioni all'analogo provvedimento nel settore elettrico.

Trasparenza contrattuale: visto il sostanziale aumento sul mercato libero delle offerte di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, l'AEEG con delibera ARG/elt 104/11 ha disciplinato le condizioni per promuovere la trasparenza di tali contratti di vendita ai clienti finali.

In sostanza l'Autorità, considerando come offerte di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili le sole offerte la cui energia venduta come "verde" è comprovata da garanzie di origine (certificati che provano la produzione da fonti rinnovabili previsti dalla Direttiva 2009/28/CE), intende garantire una tutela al consumatore facendo in modo che la stessa energia prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita.

Il provvedimento ha introdotto obblighi contrattuali e tempistiche stringenti per quanto concerne i contratti stipulati dal 1° ottobre 2011 e l'energia elettrica venduta a partire dal 1° gennaio 2012.

Le società di vendita sono passibili di sanzioni qualora queste previsioni non vengano rispettate e sia venduta più energia "verde" di quanta certificata.

Tematiche trasversali

Addizionale IRES (Robin Hood Tax): è stata pubblicata (G.U. 16 settembre 2011, n. 216) la legge n. 148 del 14 settembre 2011 (conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138) recante ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo. Tale legge introduce nuove norme sull'aliquota addizionale IRES prevista dall'art. 81, commi 16-18, del decreto legge n. 112/2008.

In particolare la citata legge prevede:

- un innalzamento dell'aliquota dal 6,5% al 10,5% per gli anni d'imposta dal 2011 al 2013;
- un'estensione dell'addizionale ai soggetti che svolgono attività regolate sia nel settore elettrico che in quello del gas (trasmissione, dispacciamento e distribuzione) e ai soggetti che producono elettricità da biomasse, fonte solare fotovoltaica o eolica;
- riduzione della soglia di fatturato da 25 a 10 milioni di euro e introduzione di una soglia minima di imponibile di un milione di euro per l'applicabilità dell'addizionale.

Regolazione Internazionale

Framework Guidelines ACER (Agenzia per la cooperazione dei regolatori europei):

Electricity Grid Connection - Il 20 luglio 2011, con decisione 1/2011, l'ACER, ha adottato la versione definitiva delle *Framework Guidelines* in tema di *Electricity Grid Connection*. A seguito della pubblicazione delle linee guida la Commissione Europea, il 29 luglio 2011, ha inviato all'associazione degli operatori delle reti elettriche europee (ENTSO-E) la richiesta ufficiale di redigere il Codice di Rete europeo relativo entro 8 mesi. Le linee guida prevedono la definizione di standard e requisiti minimi per le connessioni alla rete elettrica che riguardano:

- *standard* e requisiti minimi applicabili alle connessioni alla rete di trasmissione elettrica di tutti gli utenti della rete rilevanti (unità di generazione e di consumo e DSOs);
- procedure e requisiti per il coordinamento nello scambio di informazioni tra le parti coinvolte (TSOs, DSOs, unità di generazione e di consumo rilevanti).

L'armonizzazione delle regole di connessione alla rete elettrica è stata individuata quale misura fondamentale ai fini dell'armonizzazione a livello europeo della normativa tecnica relativa al mercato elettrico. Una volta che il Codice di Rete sarà entrato in vigore, gli operatori dei sistemi di trasmissione nazionali dovranno infatti modificare conformemente i propri codici nazionali.

Capacity Allocation and Congestion Management in electricity - Il 29 luglio 2011, l'ACER ha adottato la versione definitiva delle *Framework Guidelines* su *Capacity Allocation and Congestion Management* per la rete elettrica. A seguito della pubblicazione delle linee guida la Commissione Europea ha inviato ad ENTSO-E (19 settembre 2011) la richiesta ufficiale di redigere il Codice di Rete europeo entro 12 mesi. Le linee guida pubblicate da ACER, che riflettono *Target Model* per il mercato elettrico definito a livello europeo, coprono le seguenti aree: calcolo della capacità e definizione delle zone di mercato, allocazione della capacità nel mercato a termine (*forward*), allocazione della capacità nei mercati del giorno prima (*day-ahead*), allocazione della capacità nel mercato infragiornaliero (*intra-day*), norme relative alla continuità dei prodotti di capacità ed alle compensazioni in caso di interruzione della capacità.

La definizione di regole comuni per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni sulle interconnessioni transfrontaliere è considerata una tappa fondamentale per l'integrazione del mercato interno dell'energia elettrica. Una volta che il Codice di Rete sarà entrato in vigore, gli operatori dei sistemi di trasmissione nazionali dovranno infatti modificare conformemente i propri codici nazionali.

Capacity Allocation on European Gas Transmission Network - Il 5 Agosto 2011, con decisione 3/2011, l'ACER ha adottato la versione definitiva delle *Framework Guidelines* sull'allocazione della capacità di trasporto alle interconnessioni europee. Nel corso dei prossimi mesi sarà poi compito dell'Associazione dei Trasportatori di Gas Europei (ENTSO-G), come stabilito dal 3° Pacchetto, predisporre il Codice di Rete Europeo, che una volta approvato diventerà vincolante per tutti i Trasportatori europei.

Tra le principali novità delle *Framework Guidelines* vi sono l'obbligo di allocare l'intera capacità di trasporto esistente mediante asta e di offrire almeno il 10% di capacità su base *short term*. L'ambito di applicazione delle nuove regole è inoltre esteso alla nuova capacità incrementale per quanto riguarda l'obbligo di vendere la capacità in forma di prodotti *bundled* (ovvero, di offrire congiuntamente come unico

Relazione sulla Gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	---	------------------------

prodotto, a ciascun punto di interconnessione, la capacità in *exit* e *entry*), che avrà come effetto principale quello di spostare gran parte degli scambi di gas sugli *hub*.

Le nuove regole, una volta applicate, porteranno a un cambiamento di rilievo nella gestione della capacità di trasporto europea, in particolare nel sistema italiano, dove la capacità transfrontaliera è allocata su base prorata e attribuendo precedenza ai titolari di contratti di fornitura gas di lungo periodo.

Andamento dei settori

Energia elettrica

Dati quantitativi

Fonti

Esercizio 2010	GWh (*)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trim. 2011	3° trim. 2010	Variaz. %
41.824	Produzione Italia:	26.774	30.953	(13,5%)	9.502	10.632	(10,6%)
35.361	- produzione termoelettrica	22.062	26.153	(15,6%)	7.746	8.817	(12,2%)
5.734	- produzione idroelettrica	4.224	4.310	(2,0%)	1.624	1.681	(3,4%)
729	- produzione eolica e altre rinnovabili	488	490	(0,2%)	132	134	(1,6%)
30.070	Altri acquisti ⁽¹⁾	27.306	21.529	26,8%	9.656	7.198	34,2%
71.894	Totale Fonti Italia	54.080	52.482	3,0%	19.158	17.830	7,4%
943	Produzione Estero	1.613	617	161,4%	576	287	100,7%

(*) Un GWh è pari a un milione di kWh; riferito a volumi fisici.

(1) Al lordo delle perdite ed escluso portafoglio di trading.

Impieghi

Esercizio 2010	GWh (*)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trim. 2011	3° trim. 2010	Variaz. %
10.733	Dedicata CIP 6/92	4.249	7.990	(46,8%)	1.285	2.530	(42,9%)
3.641	Clienti captive e altro	3.007	2.778	8,2%	1.082	988	9,6%
57.520	Mercato libero:	46.824	41.714	12,3%	16.791	14.312	17,3%
27.276	Clienti finali ⁽¹⁾	17.650	20.464	(13,8%)	6.086	6.748	(9,8%)
1.327	IPEX e mandati	1.875	979	91,5%	677	478	41,6%
15.422	Grossisti e portafoglio industriale	19.590	10.287	90,4%	6.904	3.242	112,9%
13.495	Altre vendite ⁽²⁾	7.709	9.984	(22,8%)	3.124	3.844	(18,7%)
71.894	Totale impieghi Italia	54.080	52.482	3,0%	19.158	17.830	7,4%
943	Vendite produzione Estero	1.613	617	161,4%	576	287	100,7%

(*) Un GWh è pari a un milione di kWh.

(1) Al lordo delle perdite.

(2) Escluso portafoglio di trading.

Dati economici

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trim. 2011	3° trim. 2010	Variaz. %
7.289	Ricavi di vendita	5.996	5.297	13,2%	2.164	1.859	16,4%
1.055	Margine operativo lordo reported	526	653	(19,4%)	165	225	(26,7%)
1.130	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	618	722	(14,4%)	230	239	(3,8%)
242	Investimenti in immobilizzazioni	141	185	(23,8%)	56	46	21,7%
1.949	Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.930	1.946	(1,0%)			
119	- di cui da attività in dismissione	117	-	(1,7%)			

(1) Vedi nota pagina 8.

(2) Valori di fine periodo; le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2010.

Produzioni ed Approvvigionamenti

Le produzioni del Gruppo del terzo trimestre in Italia si attestano a 9.502 GWh, in diminuzione del 10,6% rispetto al terzo trimestre 2010. In particolare la produzione termoelettrica evidenzia una riduzione del 12,2%, confermando la tendenza dei primi sei mesi dell'anno di forte pressione competitiva sui margini delle centrali alimentate a gas naturale, la produzione idroelettrica registra un calo del 3,4%, in linea con la dinamica nazionale, e la produzione eolica e altre rinnovabili mostra un decremento dell'1,6%.

Le produzioni estere sono più che raddoppiate grazie al contributo della centrale di Elpedison Power Sa a Thisvi in Grecia i cui effetti sono inclusi nel perimetro di consolidamento a partire dal dicembre 2010.

Le produzioni nei primi nove mesi del 2011 in Italia sono risultate pari a 26.774 GWh, in diminuzione del 13,5% rispetto ai primi nove mesi del 2010, evidenziando una flessione della produzione termoelettrica (-15,6%), una leggera diminuzione della produzione idroelettrica (-2,0%) e una produzione eolica e altre rinnovabili sostanzialmente stabile anche grazie al contributo del parco eolico San Francesco, acquisito nel luglio 2010, la marcia a pieno regime del parco eolico di Mistretta e agli investimenti effettuati nel settore fotovoltaico che hanno compensato la diminuzione della produzione degli altri parchi eolici dovuta a minor ventosità.

Gli altri acquisti ad integrazione del portafoglio fonti sono aumentati del 26,8% rispetto allo stesso periodo del 2010; si evidenzia peraltro come in questa voce siano inclusi gli acquisti legati alle modalità operative di *bidding* degli impianti e altri volumi caratterizzati da una minore marginalità unitaria.

Vendite ed Attività commerciali

Nel trimestre le vendite di energia elettrica sono risultate pari a 19.158 GWh, in aumento del 7,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (17.830 GWh), confermando sostanzialmente gli andamenti per singolo segmento di vendita già evidenziati nei primi sei mesi dell'anno.

In virtù di quanto sopra, al 30 settembre 2011 le vendite totali hanno raggiunto i 54.080 GWh, in aumento del 3% rispetto ai primi nove mesi del 2010; il segmento CIP 6/92 registra una pesante riduzione (-46,8%) a seguito sia della risoluzione anticipata che della scadenza contrattuale di alcune convenzioni. Le vendite *captive* sono incrementate dell'8,2% in conseguenza delle maggiori produzioni siderurgiche degli stabilimenti cui le centrali stesse risultano asservite. Le vendite al mercato libero si connotano per una contrazione dei volumi venduti ai clienti finali che registrano un calo di 2.814 GWh (-13,8%) a fronte di un incremento delle vendite a grossisti pari a 9.303 GWh (+90,4%). Tale dinamica è in parte imputabile ad una diversa modalità di fornitura ad una parte della clientela business, alcuni clienti energivori non più serviti direttamente, che nel corso del periodo in questione si è avvalsa del cosiddetto strumento *Interconnector* introdotto a fine 2009 con la delibera attuativa dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 179/09 e successive modifiche ed integrazioni con riferimento alla legge 99/2009.

Tale strumento ha permesso a tale segmento di clientela di acquistare energia all'ingrosso, con un meccanismo "virtuale" d'importazione, usufruendo di livelli di prezzo dell'energia tipici dei mercati europei a fronte della disponibilità da parte dei clienti stessi a partecipare a investimenti per nuove infrastrutture di importazione.

Sempre nell'ambito di codesto strumento il gruppo Edison ha offerto il servizio di consegna fisica di energia elettrica in Italia, attraverso alcune società controllate che, in qualità di grossista, hanno partecipato alle aste per lo *shipping* di energia ai clienti che usufruiscono dell'*interconnector* medesimo.

Inoltre va ricordato che in un contesto di volatilità dello scenario e di deterioramento della redditività del mercato *spot*, nel corso dei primi nove mesi del 2011 il Gruppo ha optato per un contenimento della propria esposizione al rischio di fluttuazione delle *commodities* che si è tradotto in esigui volumi offerti in Borsa.

Le altre vendite al mercato libero, come commentato in precedenza sugli altri acquisti, includono i volumi legati a modalità operative di *bidding* degli impianti.

Dati economici

I ricavi di vendita del terzo trimestre 2011 risultano pari a 2.164 milioni di euro, in aumento del 16,4% rispetto allo stesso periodo del 2010, sia grazie all'incremento dei volumi venduti che all'aumento dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento.

Il margine operativo lordo *adjusted* del trimestre, che si attesta a 230 milioni di euro (239 milioni nel terzo trimestre del 2010), registra una diminuzione del 3,8% in larga misura imputabile alla redditività cessante legata sia alla risoluzione anticipata che alla scadenza contrattuale di alcune convezioni CIP 6/92.

Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno, i ricavi di vendita ammontano a 5.996 milioni di euro, in aumento del 13,2% rispetto allo stesso periodo del 2010 per gli stessi fenomeni commentati sul terzo trimestre 2011.

Il margine operativo lordo *adjusted* è pari a 618 milioni di euro; la riduzione di circa 100 milioni di euro (-14,4%) registrata rispetto ai primi nove mesi del 2010 è per la maggior parte legata alla redditività cessante del segmento CIP 6/92 per le ragioni sopra menzionate, cui si aggiunge la riduzione derivante dalle attività nel mercato libero in Italia, nel quale a fronte di un incremento dei volumi venduti perdura la compressione dei margini di commercializzazione, ed attenuata dal contributo positivo delle nuove attività di generazione termoelettrica in Grecia.

Investimenti

Nel terzo trimestre 2011 sono stati realizzati investimenti per 56 milioni di euro, in aumento del 21,7% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Al 30 settembre 2011 sono stati contabilizzati investimenti per 141 milioni di euro riferibili per circa 44 milioni di euro al settore termoelettrico, principalmente per il *revamping* della centrale di Bussi, per circa 27 milioni di euro alla razionalizzazione e al rinnovo di impianti nel settore idroelettrico e per circa 70 milioni di euro al settore delle altre fonti rinnovabili. In particolare, per queste ultime, si segnala il ripotenziamento del parco eolico di San Giorgio e l'ampliamento del parco eolico di Foiano (BN) per circa 50 milioni di euro e la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici, tra cui Termoli (CB), Oviglio e Cascine Bianche (AL), per 17 milioni di euro.

Idrocarburi

Dati quantitativi

Fonti Gas

Esercizio 2010	Gas in milioni di mc	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trim. 2011	3° trim. 2010	Variaz. %
509	Produzione Italia	365	393	(7,1%)	133	126	5,4%
7.671	Import via gasdotti	4.352	5.449	(20,1%)	1.247	1.402	(11,1%)
5.813	Import via GNL	4.534	4.224	7,3%	1.248	1.350	(7,6%)
1.873	Acquisti nazionali	1.890	1.395	35,5%	833	685	21,6%
(27)	Variazione stoccaggi ⁽¹⁾	(71)	141	(150,3%)	(181)	(141)	28,1%
15.839	Totale Fonti (Italia)	11.070	11.602	(4,6%)	3.280	3.422	(4,1%)
1.458	Produzione estero ⁽²⁾	1.236	1.110	11,4%	448	385	16,5%

(1) Include le perdite di rete; la variazione negativa indica immissione a stoccaggio.

(2) Al lordo delle quantità trattenute come imposta sulle produzioni.

Impieghi Gas

Esercizio 2010	Gas in milioni di mc	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trim. 2011	3° trim. 2010	Variaz. %
2.975	Usi civili	1.444	2.216	(34,9%)	159	238	(33,1%)
1.460	Usi industriali	1.038	1.043	(0,5%)	270	271	(0,4%)
10.294	Usi termoelettrici	6.898	7.506	(8,1%)	2.259	2.618	(13,7%)
1.110	Altre vendite	1.690	837	101,9%	592	295	100,7%
15.839	Totale impieghi Italia	11.070	11.602	(4,6%)	3.280	3.422	(4,1%)
1.458	Vendite produzione estero ⁽¹⁾	1.236	1.110	11,4%	448	385	16,5%

(1) Al lordo delle quantità trattenute come imposta sulle produzioni.

Produzioni olio

Esercizio 2010	migliaia di barili	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trim. 2011	3° trim. 2010	Variaz. %
2.331	produzione Italia	1.606	1.766	(9,0%)	524	586	(10,5%)
1.159	produzione estero ⁽¹⁾	924	878	5,2%	368	297	23,7%
3.490	Totale produzioni	2.530	2.644	(4,3%)	892	883	1,0%

(1) al lordo delle quantità trattenute come imposta sulle produzioni.

Dati economici

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trim. 2011	3° trim. 2010	Variaz. %
5.040	Ricavi di vendita	3.756	3.689	1,8%	1.196	1.137	5,2%
413	Margine operativo lordo reported	261	349	(25,2%)	81	102	(20,6%)
338	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	169	280	(39,6%)	16	88	(81,8%)
193	Investimenti in immobilizzazioni	222	131	69,5%	72	35	n.s.
52	Investimenti in esplorazione	41	45	(8,9%)	34	24	41,7%
1.357	Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.342	1.359	(1,1%)			

(1) Vedi nota pagina 8.

(2) Valori di fine periodo; le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2010.

Produzioni ed Approvvigionamenti

Nel trimestre la produzione di gas, totalizzando Italia e estero, è risultata pari a 581 milioni di metri cubi, in aumento del 13,7% rispetto allo stesso periodo del 2010. Alle produzioni estere in aumento del 16,5% si è aggiunto il contributo positivo delle maggiori produzioni di alcuni campi in Italia che hanno beneficiato dei recenti interventi di *side-track*. La produzione di olio grezzo è risultata pari a 892 migliaia di barili contro gli 883 del terzo trimestre 2010, con produzioni estere in aumento che più che compensano le minori produzioni in Italia ascrivibili al fisiologico declino dei giacimenti.

In termini progressivi a settembre le produzioni di gas naturale (Italia + estero) passano da 1.503 milioni di metri cubi a 1.601 milioni di metri cubi facendo registrare un aumento pari a circa il 6,6% frutto di una variazione positiva delle produzioni estere e di una riduzione del contributo dei campi italiani fisiologicamente in declino, andamento che contraddistingue anche le produzioni di olio in Italia (-9%) cui si contrappone un leggero incremento delle produzioni ad olio della concessione di Abu Qir.

Il totale delle importazioni di gas diminuisce sia nel terzo trimestre (-9,3%) che nei primi nove mesi (-8,1%) in conseguenza di minori impieghi, in particolare per uso civile e per uso termoelettrico.

In proposito si segnala l'interruzione della fornitura di gas proveniente dalla Libia attraverso il gasdotto *Green Stream* a partire dal 22 febbraio scorso per far fronte alla quale si è fatto ricorso a maggiore *import* da altri contratti in portafoglio nell'ambito delle flessibilità contrattuali previste.

In crescita del 7,3% l'*import* di gas liquefatto di provenienza qatarina, rigassificato presso il Terminale LNG di Rovigo.

Vendite ed Attività Commerciale

I quantitativi venduti sul mercato domestico nei primi nove mesi 2011 sono pari a 11.070 milioni di metri cubi (3.280 milioni di metri cubi nel terzo trimestre) ed hanno evidenziato un decremento del 4,6% rispetto allo stesso periodo del 2010 (-4,1% nel terzo trimestre).

In particolare, le vendite per usi civili registrano una flessione del 34,9%, frutto di una perdita di quota di mercato a causa dei livelli di prezzo depressi al punto di essere inferiori ai costi di approvvigionamento, le vendite per usi termoelettrici mostrano un decremento del 8,1% (-13,7% nel terzo trimestre) imputabile al minor consumo di gas delle centrali termoelettriche del Gruppo solo parzialmente compensato da maggiori vendite a centrali termoelettriche di terzi, mentre le vendite per usi industriali sono sostanzialmente invariate rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Le vendite ad altri operatori grossisti e al Punto di scambio virtuale (PSV) sono risultate pari a 1.690 milioni di metri cubi (837 milioni di metri cubi nei primi nove mesi 2010).

Dati economici

I ricavi di vendita del terzo trimestre 2011 si attestano a 1.196 milioni di euro, con un incremento del 5,2% rispetto al terzo trimestre del 2010 grazie allo scenario di riferimento in salita che ha più che compensato il decremento dei volumi venduti.

Per le stesse ragioni nei primi nove mesi 2011 i ricavi di vendita raggiungono i 3.756 milioni di euro, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2010 dell'1,8%.

Il margine operativo lordo *adjusted* nel terzo trimestre 2011, pari a 16 milioni di euro, risulta in forte calo rispetto agli 88 milioni di euro rilevati nello stesso periodo del 2010 proseguendo l'andamento dei primi sei mesi dell'anno e determinando un margine operativo lordo *adjusted* al 30 settembre 2011 pari a 169 milioni di euro in diminuzione del 39,6% rispetto ai primi nove mesi del 2010.

Questa diminuzione è totalmente imputabile all'attività di compra-vendita del gas naturale il cui risultato è negativo nei periodi in questione; si rammenta infatti che in tale settore, ad oggi, permangono margini unitari di vendita negativi in conseguenza della forte pressione competitiva, che ha spinto i prezzi di mercato al di sotto dei costi di approvvigionamento dei contratti di *import* a lungo termine, legata all'eccesso di offerta combinatasi con una grande disponibilità di volumi di gas *spot* a prezzi decisamente più bassi rispetto a quelli derivanti dai tradizionali contratti di acquisto gas di lungo termine ed amplificata dal crollo della domanda di gas naturale del Paese rispetto ai livelli pre-crisi.

Per tale ragione Edison, come già annunciato, ha avviato le rinegoziazioni dei contratti di *import* di gas a lungo termine ritenendo essenziale ricondurre a condizioni di ragionevole economicità il proprio portafoglio di contratti pluriennali. In proposito si rimarca che il margine operativo lordo dei primi nove mesi del 2011 ha beneficiato dell'esito positivo delle rinegoziazioni con Eni e Promgas relativamente ai contratti di fornitura di gas proveniente dalla Norvegia e dalla Russia.

Tale contrazione è stata in parte attenuata dall'incremento del margine operativo lordo dell'attività di E&P che ha beneficiato di uno scenario petrolifero in forte ascesa nonché dell'effetto positivo dei maggiori volumi di produzione di gas nelle concessioni egiziane di Rosetta e Abu Qir.

Investimenti

Gli investimenti nel terzo trimestre 2011 sono risultati pari a 72 milioni di euro, più che raddoppiati rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nei primi nove mesi dell'anno il dato ammonta a circa 222 milioni di euro.

In Italia, i principali investimenti hanno riguardato gli interventi di *side-track* ai pozzi 7, 10 e 11 del campo di Daria per 37,5 milioni di euro, il potenziamento dei campi di San Potito e Cotignola per 25 milioni di euro e di Collalto per 7 milioni di euro, lo sviluppo dei campi dell'*Offshore* di Argo e Panda per 3,5 milioni di euro e lo sviluppo del nuovo campo di Capparuccia (AP) per 1 milione di euro. Si segnala l'entrata in esercizio della centrale di compressione e trattamento dell'impianto di stoccaggio di Collalto nel mese di luglio.

In Egitto gli investimenti hanno riguardato la concessione di Abu Qir (105 milioni di euro) dove proseguono le attività finalizzate alla realizzazione della nuova piattaforma NAQ PII nonché le attività per la modifica e il potenziamento delle piattaforme esistenti NAQ PI. Nel mese di luglio sono entrati in esercizio i pozzi NAQ PII-3 e NAQ PII-1

Attività di esplorazione

Nel corso del terzo trimestre le spese per l'attività di esplorazione sono risultate pari a 34 milioni di euro in aumento di circa 10 milioni di euro rispetto al terzo trimestre dell'anno precedente.

Complessivamente, nei primi nove mesi del 2011, sono stati realizzati investimenti per circa 41 milioni di euro, quasi interamente in Paesi esteri ed in particolare in Egitto (17 milioni di euro), principalmente per le attività di acquisizione di una Sismica 3D nella concessione di Abu Qir, e in Norvegia (21 milioni di euro) dove proseguono i rilievi e le campagne sismiche per le licenze esplorative di recente assegnazione.

Corporate e Altri Settori

Dati significativi

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variaz. %	3° trim. 2011	3° trim. 2010	Variaz. %
51	Ricavi di vendita	37	38	(2,6%)	13	13	-
(99)	Margine operativo lordo	(70)	(72)	2,8%	(20)	(23)	13,0%
70	Investimenti in immobilizzazioni	2	65	(96,9%)	1	1	-
633	Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	635	631	0,3%			

(1) Valori di fine periodo; le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2010.

Nel settore Corporate e Altri Settori confluiscono la parte dell'attività della capogruppo Edison Spa non pertinente alla gestione e talune società *holding* e immobiliari.

I ricavi di vendita sia del terzo trimestre che dei primi nove mesi 2011 sono sostanzialmente in linea a quelli degli stessi periodi dell'anno precedente mentre il margine operativo lordo, negativo per 20 milioni di euro nel trimestre e per 70 milioni nei primi nove mesi, è in miglioramento rispetto agli stessi periodi dell'anno 2010.

Si ricorda che gli investimenti del 2010 includevano l'acquisto dell'immobile sito in Milano, Foro Buonaparte 35, per 62 milioni di euro.

Rischi e incertezze

Si rimanda al capitolo “Gestione dei rischi finanziari del Gruppo” contenuto all’interno della Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo in cui vengono illustrate le attività del gruppo Edison in merito alla gestione dei rischi finanziari.

Operazioni con parti correlate

Si rimanda al capitolo “Operazioni infragruppo e con parti correlate” contenuto all’interno della Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo per le informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

**SINTESI
ECONOMICO-
FINANZIARIA E
PATRIMONIALE DEL
GRUPPO**

al 30 settembre 2011

Conto economico

(in milioni di euro)

Esercizio 2010		Nota	9 mesi 2011		9 mesi 2010		3° trimestre 2011	3° trimestre 2010	
di cui con parti correlate			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate				
10.446	368	Ricavi di vendita	1	8.591	312	7.593	263	2.929	2.506
638	51	Altri ricavi e proventi	2	493	10	333	40	180	65
11.084	419	Totale ricavi		9.084	322	7.926	303	3.109	2.571
(9.462)	(177)	Consumi di materie e servizi (-)	3	(8.177)	(117)	(6.811)	(127)	(2.824)	(2.209)
(253)	-	Costo del lavoro (-)	4	(190)	-	(185)	-	(59)	(58)
1.369		Margine operativo lordo	5	717		930		226	304
(1.096)		Ammortamenti e svalutazioni (-)	6	(568)		(562)		(183)	(200)
273		Risultato operativo		149		368		43	104
(144)	-	Proventi (oneri) finanziari netti	7	(134)	-	(93)	-	(40)	(42)
(1)	1	Proventi (oneri) da partecipazioni	8	(1)	-	-	-	(6)	1
44	-	Altri proventi (oneri) netti	9	(10)	-	34	-	(4)	4
172		Risultato prima delle imposte		4		309		(7)	67
(83)		Imposte sul reddito	10	(79)		(119)		(30)	(23)
89		Risultato netto da attività in esercizio		(75)		190		(37)	44
(40)	-	Risultato netto da attività in dismissione	11	(14)	-	-	-	8	-
49		Risultato netto del periodo		(89)		190		(29)	44
		Di cui:							
28		Risultato netto di competenza di terzi		4		11		2	7
21		Risultato netto di competenza di Gruppo		(93)		179		(31)	37
		Utile (perdita) per azione (in euro)	12						
0,0034		Risultato di base azioni ordinarie		(0,0188)		0,0333			
0,0334		Risultato di base azioni di risparmio		0,0375		0,0633			
0,0034		Risultato diluito azioni ordinarie		(0,0188)		0,0333			
0,0334		Risultato diluito azioni di risparmio		0,0375		0,0633			

Altre componenti di conto economico complessivo

(in milioni di euro)

Esercizio 2010	Nota	9 mesi 2011	9 mesi 2010	3° trimestre 2011	3° trimestre 2010
49	Risultato netto del periodo	(89)	190	(29)	44
	Altre componenti del risultato complessivo:				
58	A) Variazione riserva di Cash Flow Hedge	(2)	(28)	(10)	(37)
93	- Utili (Perdite) da valutazione del periodo	5	(45)	(7)	(60)
(35)	- Imposte (-)	(7)	17	(3)	23
(2)	B) Variazione riserva di partecipazioni disponibili per la vendita	4	(1)	3	1
(2)	- Utili (Perdite) su titoli o partecipazioni non realizzati	-	(1)	(1)	1
-	- Riclassifica a Conto Economico	4	-	4	-
-	- Imposte (-)	-	-	-	-
3	C) Variazione riserva di differenze da conversione di attività in valuta estera	-	3	(2)	(1)
-	D) Quota delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni collegate	-	-	-	-
59	Totale altre componenti del risultato complessivo al netto delle imposte (A+B+C+D)	2	(26)	(9)	(37)
108	Totale risultato netto complessivo del periodo	(87)	164	(38)	7
	di cui:				
28	di competenza di terzi	4	11	2	7
80	di competenza di Gruppo	(91)	153	(40)	-

Stato patrimoniale

(in milioni di euro)

30.09.2010			30.09.2011		31.12.2010	
di cui con parti correlate		Nota	di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
ATTIVITA'						
7.407	- Immobilizzazioni materiali	13	6.928	-	7.002	-
11	- Immobili detenuti per investimento	14	10	-	11	-
3.538	- Avviamento	15	3.534	-	3.534	-
1.215	- Concessioni idrocarburi	16	933	-	985	-
98	- Altre immobilizzazioni immateriali	17	93	-	109	-
49	49 Partecipazioni	18	49	49	48	48
297	- Partecipazioni disponibili per la vendita	18	201	-	293	-
88	- Altre attività finanziarie	19	82	-	91	-
121	- Crediti per imposte anticipate	20	194	-	182	-
106	- Altre attività	21	201	-	112	-
12.930	Totale attività non correnti		12.225		12.367	
316	- Rimanenze		357	-	331	-
2.015	53 Crediti commerciali		2.711	82	2.375	100
29	- Crediti per imposte correnti		23	-	35	-
506	40 Crediti diversi		866	109	655	83
67	- Attività finanziarie correnti		71	-	69	6
333	- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		261	-	472	-
3.266	Totale attività correnti	22	4.289		3.937	
-	- Attività in dismissione	23	151	-	209	-
16.196	Totale attività		16.665		16.513	
PASSIVITA'						
5.292	- Capitale sociale		5.292	-	5.292	-
2.539	- Riserve e utili (perdite) portati a nuovo		2.566	-	2.548	-
(7)	- Riserve di altre componenti del risultato complessivo		80	-	78	-
179	- Risultato netto di competenza di Gruppo		(93)	-	21	-
8.003	Totale patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante		7.845		7.939	
181	- Patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza		170	-	198	-
8.184	Totale patrimonio netto	24	8.015		8.137	
64	- Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	25	61	-	62	-
541	- Fondo imposte differite	26	480	-	504	-
818	- Fondi per rischi e oneri	27	896	-	823	-
1.195	- Obbligazioni	28	1.793	-	1.791	-
1.510	- Debiti e altre passività finanziarie	29	1.604	-	942	-
35	- Altre passività	30	32	-	34	-
4.163	Totale passività non correnti		4.866		4.156	
1.273	- Obbligazioni		62	-	528	-
500	15 Debiti finanziari correnti		1.053	15	1.073	15
1.602	71 Debiti verso fornitori		2.060	85	2.153	80
34	- Debiti per imposte correnti		54	-	82	-
440	33 Debiti diversi		551	55	380	19
3.849	Totale passività correnti	31	3.780		4.216	
-	- Passività in dismissione	32	4	-	4	-
16.196	Totale passività e patrimonio netto		16.665		16.513	

Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide

Il presente rendiconto finanziario analizza i **flussi di cassa** relativi alle disponibilità liquide a breve termine (esigibili entro 3 mesi) dei primi nove mesi del 2011. Completa l'informativa in tema di flussi finanziari, ai fini di una migliore comprensione delle dinamiche di generazione e di assorbimento di cassa, un apposito rendiconto finanziario, riportato nella Relazione sulla Gestione, che analizza la variazione complessiva dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo.

Esercizio 2010 ^(*)		(in milioni di euro)		9 mesi 2011		9 mesi 2010 ^(*)	
di cui con parti correlate			Nota	di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
61	-	Risultato netto di competenza di Gruppo da attività in esercizio		(79)	-	179	-
(40)	-	Risultato netto di competenza di Gruppo da attività in dismissione		(14)	-	-	-
28	-	Risultato netto di competenza di terzi da attività in esercizio		4	-	11	-
49		Risultato netto del periodo		(89)		190	
1.096	-	Ammortamenti e svalutazioni	6	568	-	562	-
(1)	(1)	Risultato di società valutate con il metodo del patrimonio netto (-)		-	-	(1)	(1)
1	1	Dividendi incassati da società valutate con il metodo del patrimonio netto		1	1	1	1
6	-	(Plusvalenze) Minusvalenze da realizzo di immobilizzazioni		(9)	-	6	-
(2)	-	Variazione del trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	25	(1)	-	-	-
(16)	-	Variazione Fair Value iscritto nel margine operativo lordo		(29)	-	(32)	-
148	22	Variazione del capitale circolante operativo		(455)	23	(28)	60
(299)	(51)	Variazione di altre attività e passività di esercizio		(50)	10	(149)	6
982		A. Flusso monetario da attività d'esercizio da attività continue		(64)		549	
(557)	-	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	13-17	(406)	-	(426)	-
(7)	(5)	Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)		(3)	-	(7)	(5)
(42)	-	Prezzo di acquisizione business combinations (-)		-	-	(41)	-
8	-	Prezzo di cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali		13	-	7	-
-	-	Prezzo di cessione di immobilizzazioni finanziarie		86	-	-	-
8	-	Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie		9	-	5	-
(39)	(6)	Variazione altre attività finanziarie correnti		(2)	6	(37)	-
(629)		B. Flusso monetario da attività di investimento		(303)		(499)	
1.124	-	Accensioni di nuovi finanziamenti a medio e lungo termine	28,29	775	-	535	-
(1.420)	-	Rimborsi di finanziamenti a medio e lungo termine (-)	28,29	(606)	-	(626)	-
(84)	-	Altre variazioni nette dei debiti finanziari		9	-	(146)	-
10	-	Apporti di capitale da società controllanti o da terzi azionisti		-	-	10	-
(259)	(178)	Dividendi pagati a società controllanti o a terzi azionisti (-)		(22)	-	(238)	(178)
(629)		C. Flusso monetario da attività di finanziamento		156		(465)	
-		D. Disponibilità liquide da variazioni del perimetro di consolidamento		-		-	
-		E. Differenze di cambio nette da conversione		-		-	
-		F. Flusso monetario netto da attività d'esercizio da attività in dismissione		-		-	
(276)		G. Flusso monetario netto del periodo (A+B+C+D+E+F)		(211)		(415)	
748		H. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio		472		748	
472		I. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (G+H)		261		333	
472		L. Totale disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (I)		261		333	
-		M. (-) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti da attività in dismissione		-		-	
472		N. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti da attività continue (L-M)		261		333	

^(*) Alcune voci sono state riclassificate ai soli fini comparativi.

Variazione del patrimonio netto consolidato

(in milioni di euro)	Capitale Sociale	Riserve e utili (perdite) portati a nuovo	Riserva di altre componenti del risultato complessivo				Risultato netto di competenza di Gruppo	Totale Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Patrimonio Netto attribuibile ai soci di minoranza	Totale Patrimonio Netto
			Cash Flow Hedge	Partecipazioni disponibili per la vendita	Differenze da conversione di attività in valuta estera	Quota delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni collegate				
Saldi al 31 dicembre 2009	5.292	2.526	17	(2)	4	-	240	8.077	177	8.254
Destinazione utili esercizio precedente	-	240	-	-	-	-	(240)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	(228)	-	-	-	-	-	(228)	(16)	(244)
Aumento capitale sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	10	10
Altri movimenti	-	1	-	-	-	-	-	1	(1)	-
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	(28)	(1)	3	-	179	153	11	164
di cui:										
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	(28)	(1)	3	-	-	(26)	-	(26)
- Risultato netto al 30 settembre 2010	-	-	-	-	-	-	179	179	11	190
Saldi al 30 settembre 2010	5.292	2.539	(11)	(3)	7	-	179	8.003	181	8.184
Altri movimenti	-	9	-	-	-	-	-	9	-	9
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	86	(1)	-	-	(158)	(73)	17	(56)
di cui:										
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	86	(1)	-	-	-	85	-	85
- Risultato netto dal 1° ottobre al 31 dicembre 2010	-	-	-	-	-	-	(158)	(158)	17	(141)
Saldi al 31 dicembre 2010	5.292	2.548	75	(4)	7	-	21	7.939	198	8.137
Destinazione utili esercizio precedente	-	21	-	-	-	-	(21)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(31)	(31)
Variazione area di consolidamento	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)	(1)	(2)
Altri movimenti	-	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	(2)	4	-	-	(93)	(91)	4	(87)
di cui:										
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	(2)	4	-	-	-	2	-	2
- Risultato netto al 30 settembre 2011	-	-	-	-	-	-	(93)	(93)	4	(89)
Saldi al 30 settembre 2011	5.292	2.566	73	-	7	-	(93)	7.845	170	8.015

NOTE ILLUSTRATIVE AL RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2011

Contenuto e forma

Il Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2011 del gruppo Edison è redatto ai sensi dell'art. 154-ter del Decreto Legislativo del 24 febbraio 1998 n. 58 e successive modifiche e integrazioni e recepisce, in particolare, in quanto situazione infrannuale, il disposto dello IAS 34 - Bilanci Intermedi.

Tale resoconto è predisposto in conformità agli *International Financial Reporting Standards* – IFRS emessi dall'*International Accounting Standards Board* (IASB), in base al testo pubblicato nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee (G.U.C.E.). Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo, i principi contabili e i criteri di consolidamento, il consolidamento d'impres estere e i criteri di conversione di poste in valuta e i criteri di valutazione adottati nella redazione del presente Resoconto Intermedio di Gestione sono conformi a quelli utilizzati per il Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010, al quale si rimanda per completezza di trattazione.

A decorrere dal 1° gennaio 2011 sono state applicate talune modifiche ai principi contabili internazionali e alle interpretazioni, nessuna delle quali ha determinato un effetto significativo sul Gruppo. Le variazioni principali sono di seguito illustrate:

- l'**IFRS 1** che riguarda i soggetti che dovendo applicare per la prima volta i principi IFRS devono predisporre un documento di *First Time Adoption*;
- l'**IFRS 3** che riguarda la valorizzazione delle partecipazioni di minoranza nell'acquisita in un'operazione di aggregazione aziendale;
- l'**IFRS 7** che integra la *disclosure* relativa ai rischi finanziari;
- lo **IAS 1** che richiede un'analisi delle altre componenti di conto economico complessivo per ciascuna componente di patrimonio netto;
- lo **IAS 24** che richiede che vengano fornite informazioni integrative sugli impegni con parti correlate;
- lo **IAS 34** che riguarda il contenuto del bilancio intermedio;
- l'**IFRIC 14** "Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima";
- l'**IFRIC 19** "Estinzioni di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale";
- alcune modifiche marginali ad altri principi e interpretazioni.

Il Consiglio di Amministrazione tenutosi in data 28 ottobre 2011 ha autorizzato la pubblicazione del presente Resoconto Intermedio di Gestione, che non è sottoposto a revisione contabile.

L'Assemblea degli Azionisti del 26 aprile 2011 ha attribuito l'incarico di revisione del bilancio consolidato alla società Deloitte & Touche Spa; l'incarico, ai sensi del Decreto Legislativo del 27 gennaio 2010 n. 39, ha la durata di nove esercizi (2011-2019).

I valori, ove non diversamente specificato, sono esposti in milioni di euro.

Variazione dell'area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2010

Le variazioni dell'area di consolidamento del Gruppo avvenute nel corso dei primi nove mesi del 2011 hanno riguardato:

Filiera Energia Elettrica:

- la società Edison Power Energy Srl, consolidata precedentemente con il metodo integrale, è deconsolidata dal 1° gennaio 2011 a seguito della sua messa in liquidazione;
- la società Eneco Energia Spa è stata fusa per incorporazione in Edison Energia Spa con efficacia verso i terzi dal 1° gennaio 2011;
- l'acquisizione del residuo 45% di Sarmato Energia Spa da parte di Edison Spa, pertanto a partire da luglio la società è posseduta al 100% ed è stato dato avvio al processo di fusione per incorporazione.

Filiera Idrocarburi:

- la costituzione della società ICGB Ad (Interconnector Greece Bulgaria Ad), in *joint venture* tra la società IGI Poseidon Sa e la società Bulgarian Energy Holding Ead. Tale società, consolidata con il metodo proporzionale, è dedicata allo sviluppo e alla costruzione del gasdotto IGB tra Grecia e Bulgaria;
- la costituzione della società Fayoum Petroleum Co - Petrofayoum, dedicata alla gestione operativa di una concessione in Egitto, detenuta al 30% da Edison International Spa e consolidata con il metodo proporzionale.

Corporate e Altri Settori:

- Selm Holding International Sa, consolidata precedentemente con il metodo integrale, è stata liquidata e quindi deconsolidata dal 28 giugno 2011.

Attività in dismissione:

- la costituzione in agosto della società Taranto Energia Srl detenuta al 100% da Edison Spa. Tale società, previo conferimento del ramo d'azienda costituito da due centrali termoelettriche, è stata ceduta a terzi in data 10 ottobre 2011.

INFORMATIVA SETTORIALE

I segmenti di seguito identificati dal Gruppo ai sensi dell'IFRS 8, attengono alla "Filiera Energia Elettrica", alla "Filiera Idrocarburi" e al settore residuale "Corporate e Altri Settori". Tale articolazione informativa corrisponde alla struttura della reportistica periodicamente analizzata dal *management* e dal Consiglio di Amministrazione per gestire il *business* ed è oggetto di *reporting* direzionale periodico e di pianificazione.

CONTO ECONOMICO (in milioni di euro)	GRUPPO											
	Filiera Energia Elettrica		Filiera Idrocarburi		Corporate e Altri Settori		Attività in dismissione		Rettifiche e Elisioni		EDISON	
	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010
Ricavi di vendita	5.996	5.297	3.756	3.689	37	38	-	-	(1.198)	(1.431)	8.591	7.593
- di cui verso terzi	5.991	5.294	2.594	2.290	6	9	-	-	-	-	8.591	7.593
- di cui Intersettoriali	5	3	1.162	1.399	31	29	-	-	(1.198)	(1.431)	-	-
Margine operativo lordo	526	653	261	349	(70)	(72)	-	-	-	-	717	930
% sui ricavi di vendita	8,8%	12,3%	6,9%	9,5%	n.s.	n.s.	-	-	-	-	8,3%	12,2%
Ammortamenti e svalutazioni	(414)	(397)	(144)	(157)	(10)	(8)	-	-	-	-	(568)	(562)
Risultato operativo	112	256	117	192	(80)	(80)	-	-	-	-	149	368
% sui ricavi di vendita	1,9%	4,8%	3,1%	5,2%	n.s.	n.s.	-	-	-	-	1,7%	4,8%
Proventi (oneri) finanziari netti											(134)	(93)
Risultato da partecipazioni valutate ad equity											-	1
Imposte sul reddito											(79)	(119)
Risultato netto da attività in esercizio											(75)	190
Risultato netto da attività in dismissione							(14)	-			(14)	-
Risultato netto di competenza di terzi											4	11
Risultato netto di competenza del Gruppo											(93)	179

STATO PATRIMONIALE (in milioni di euro)	GRUPPO											
	Filiera Energia Elettrica		Filiera Idrocarburi		Corporate e Altri Settori		Attività in dismissione		Rettifiche e Elisioni		EDISON	
	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010
Totale attività correnti e non correnti	11.813	11.704	4.961	4.582	5.439	5.330	151	209	(5.699)	(5.312)	16.665	16.513
Totale passività correnti e non correnti	4.493	4.447	2.979	2.873	4.757	4.184	4	4	(3.583)	(3.132)	8.650	8.376
Indebitamento finanziario netto							1	1			4.104	3.708

ALTRE INFORMAZIONI (in milioni di euro)	GRUPPO											
	Filiera Energia Elettrica		Filiera Idrocarburi		Corporate e Altri Settori		Attività in dismissione		Rettifiche e Elisioni		EDISON	
	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010	9 mesi 2011	9 mesi 2010
Investimenti tecnici	139	183	218	128	2	64	-	-	-	-	359	375
Investimenti in esplorazione	-	-	41	45	-	-	-	-	-	-	41	45
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	2	2	4	3	-	1	-	-	-	-	6	6
Totale investimenti	141	185	263	176	2	65	-	-	-	-	406	426

Dipendenti (numero)	GRUPPO											
	Filiera Energia Elettrica		Filiera Idrocarburi		Corporate e Altri Settori		Attività in dismissione		Rettifiche e Elisioni		EDISON	
	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010	30.09.2011	31.12.2010
Dipendenti (numero)	1.813	1.830	1.342	1.357	635	633	117	119	-	-	3.907	3.939

Al momento il Gruppo non ritiene rilevante l'analisi settoriale per **area geografica** essendo prevalentemente ubicato e attivo sul territorio italiano. A partire dal 2009, a seguito essenzialmente di acquisizioni, le attività estere hanno avuto un maggior rilievo: le immobilizzazioni nette ammontano complessivamente a 1.511 milioni di euro, di cui 1.289 milioni di euro nella Filiera Idrocarburi, in gran parte allocate in Egitto, e 222 milioni di euro nella Filiera Energia Elettrica, essenzialmente riferite alla Grecia. Al 30 settembre 2011, l'apporto complessivo delle attività estere è pari a circa il 18% del margine operativo lordo e circa il 12% del capitale investito netto.

NOTE ALLE POSTE DEL CONTO ECONOMICO

I primi nove mesi del 2011, rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso, sono caratterizzati da una lieve ripresa dei consumi nazionali di energia elettrica (+1,7%), valori tuttavia ancora distanti da quelli pre-crisi del 2008, e da una contestuale riduzione dei consumi di gas naturale (-4,2%).

Nel mercato del gas naturale continua la "bolla del gas" con la conseguente contrazione dei margini di commercializzazione mentre nel mercato elettrico permane una sovraccapacità produttiva dovuta all'entrata in esercizio di nuove centrali. In particolare in quest'ultimo mercato si registra un incremento delle produzioni di energia elettrica da centrali alimentate a carbone e da fonti rinnovabili che hanno determinato un'ulteriore pressione sui margini nelle fasce orarie di picco.

In questo scenario, il **marginale operativo lordo** del Gruppo si è attestato a 717 milioni di euro, con una flessione di 213 milioni di euro rispetto ai 930 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente (-22,9%). Il margine operativo lordo *adjusted*¹ della **Filiera Idrocarburi** risulta essere pari a 169 milioni di euro, in calo (-39,6%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (280 milioni di euro) in conseguenza dell'attività di compravendita del gas naturale che evidenzia margini unitari di vendita negativi nonostante i proventi legati alla conclusione positiva delle rinegoziazioni dei contratti d'importazione di gas naturale a lungo termine di provenienza russa e norvegese. Tali effetti sono stati peraltro compensati dal buon andamento delle attività di *Exploration & Production* che hanno beneficiato dello scenario petrolifero in ascesa e dall'incremento delle produzioni estere.

Si ricorda peraltro che il Gruppo ha in corso azioni per la rinegoziazione dei contratti d'importazione di provenienza qatarina, libica e algerina al fine di ripristinare anche per essi i margini di redditività operativa.

Il margine operativo lordo *adjusted*¹ della **Filiera Energia Elettrica** dei primi nove mesi del 2011 è pari a 618 milioni di euro, in calo (-14,4%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (722 milioni di euro). Su tale risultato hanno inciso la contrazione dei margini del comparto CIP 6/92, in seguito alla risoluzione anticipata di alcune convenzioni effettuata in dicembre 2010, e la riduzione dei margini di vendita dell'energia elettrica sul mercato libero in conseguenza dell'accresciuta pressione competitiva del mercato elettrico nazionale.

¹ Il margine operativo lordo *adjusted* è il risultato della riclassificazione dei risultati delle coperture su *commodity* e su cambi associate ai contratti per l'importazione di gas naturale. Nell'ambito delle politiche di gestione del rischio aziendale, tali coperture hanno la finalità di mitigare il rischio di oscillazione del costo del gas naturale destinato alla produzione e vendita di energia elettrica, nonché quello relativo alla vendita del gas naturale medesimo. Il risultato di tali operazioni, contabilizzato nella Filiera Idrocarburi, è stato quindi riclassificato nella Filiera Energia Elettrica (+92 milioni di euro nel 2011, +69 milioni di euro nel 2010). Tale riclassificazione viene effettuata, in considerazione della rilevanza delle variazioni dei prezzi delle *commodity* e dei cambi nel periodo, al fine di consentire una lettura gestionale dei risultati industriali.

Il **risultato netto di competenza di Gruppo** è negativo per 93 milioni di euro, contro un risultato positivo di 179 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente. Oltre alla dinamica dei margini industriali summenzionati, sul risultato del periodo hanno inciso:

- le svalutazioni di *assets* per 69 milioni di euro (12 milioni di euro nel 2010), riferite principalmente a centrali termoelettriche e ad un campo di idrocarburi, che sono state parzialmente compensate da minori ammortamenti dovuti essenzialmente agli effetti della risoluzione anticipata di alcune convenzioni CIP 6/92 e dei minori costi d'esplorazione;
- maggiori oneri finanziari per 41 milioni di euro, essenzialmente per effetto delle perdite nette su cambi relative ad operazioni di approvvigionamento combustibili;
- la modifica della cd. *Robin Hood Tax* che, in base alla Legge n. 148 del 14 settembre 2011, da un lato incrementa l'aliquota IRES del 4% per il triennio 2011-2013 e dall'altro lato la rende applicabile anche alle società operanti nel settore delle energie rinnovabili e della distribuzione di gas naturale. L'effetto economico in questione è negativo per 23 milioni di euro.

Per una migliore comprensione dei principali valori progressivi dei primi nove mesi del 2011, si riporta l'andamento economico dei trimestri confrontati con i risultati dell'analogo periodo dell'esercizio precedente ^(*):

(in milioni di euro)	1° trimestre			2° trimestre			3° trimestre			Totale		
	2011	2010	Var. %	2011	2010	Var. %	2011	2010	Var. %	2011	2010	Var. %
Ricavi di vendita	2.966	2.742	8,2%	2.696	2.345	15,0%	2.929	2.506	16,9%	8.591	7.593	13,1%
Margine operativo lordo <i>% sui ricavi di vendita</i>	183 6,2%	321 11,7%	(43,0%)	308 11,4%	305 13,0%	1,0%	226 7,7%	304 12,1%	(25,7%)	717 8,3%	930 12,2%	(22,9%)
Ammortamenti e svalutazioni (-)	(157)	(172)	(8,7%)	(228)	(190)	20,0%	(183)	(200)	(8,5%)	(568)	(562)	1,1%
Risultato operativo <i>% sui ricavi di vendita</i>	26 0,9%	149 5,4%	(82,6%)	80 3,0%	115 4,9%	(30,4%)	43 1,5%	104 4,2%	(58,7%)	149 1,7%	368 4,8%	(59,5%)
Proventi (oneri) finanziari netti	(42)	(25)	68,0%	(52)	(26)	100,0%	(40)	(42)	(4,8%)	(134)	(93)	44,1%
Risultato prima delle imposte <i>% sui ricavi di vendita</i>	(13) (0,4%)	131 4,8%	n.s.	24 0,9%	111 4,7%	(78,4%)	(7) (0,2%)	67 2,7%	n.s.	4 -	309 4,1%	(98,7%)
Imposte sul reddito	(8)	(63)	(87,3%)	(41)	(33)	24,2%	(30)	(23)	30,4%	(79)	(119)	(33,6%)
Risultato netto di competenza di Gruppo	(20)	67	<i>n.s.</i>	(42)	75	<i>n.s.</i>	(31)	37	<i>n.s.</i>	(93)	179	<i>n.s.</i>

^(*) I trimestri, singolarmente considerati, non sono soggetti a verifica da parte della società di revisione.

Si precisa che l'andamento trimestrale è stato elaborato sulla base di situazioni patrimoniali ed economiche approvate dal Consiglio di Amministrazione.

1. Ricavi di vendita

Sono pari a 8.591 milioni di euro e registrano una decisa crescita (+13,1%) rispetto ai primi nove mesi del 2010 (7.593 milioni di euro), essenzialmente per l'effetto legato all'andamento dei prezzi delle *commodity*.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio relativo ai ricavi di vendita realizzati, in larga prevalenza, sul mercato italiano:

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni	Variazioni %
Vendite di:				
- energia elettrica	4.992	4.507	485	10,8%
- gas metano	2.339	2.095	244	11,6%
- vapore	95	93	2	2,2%
- olio	168	116	52	44,8%
- certificati verdi	98	79	19	24,1%
- diritti di emissione CO ₂	51	-	51	n.s.
- altro	68	20	48	n.s.
Totale Vendite	7.811	6.910	901	13,0%
Prestazioni di servizi per conto terzi	15	13	2	15,4%
Servizi di stoccaggio	39	36	3	8,3%
Margine attività di trading fisico	26	37	(11)	(29,7%)
Ricavi per vettoriamento	677	573	104	18,2%
Altri ricavi per prestazioni diverse	23	24	(1)	(4,2%)
Totale Gruppo	8.591	7.593	998	13,1%

Ripartizione per attività

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni	Variazioni %
Filiera Energia Elettrica	5.996	5.297	699	13,2%
Filiera Idrocarburi	3.756	3.689	67	1,8%
Corporate e Altri Settori	37	38	(1)	(2,6%)
Elisioni	(1.198)	(1.431)	233	(16,3%)
Totale Gruppo	8.591	7.593	998	13,1%

In particolare si segnala che:

- i ricavi della **Filiera Energia Elettrica** risultano in decisa crescita (+13,2%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente quale effetto combinato della crescita dei volumi venduti, nonostante un diverso *mix* di vendita che ha privilegiato il mercato grossista, e del rialzo dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento. È cresciuto l'apporto delle attività estere, grazie all'entrata in produzione a dicembre 2010 del nuovo impianto ubicato a Thisvi (Grecia), e delle fonti rinnovabili. Infine si segnala un contributo positivo dei ricavi derivanti dal Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD);
- i ricavi della **Filiera Idrocarburi** sono in lieve ripresa rispetto al 2010 (+1,8%) quale effetto dell'incremento dei prezzi di vendita parzialmente compensato da minori volumi di vendita, in particolare per usi termoelettrici e per usi residenziali. Cresce l'apporto delle attività di *Exploration & Production* quale effetto delle maggiori produzioni estere (olio +5,2% e gas naturale +11,4%) e della ripresa delle quotazioni del petrolio.

2. Altri ricavi e proventi

Ammontano a 493 milioni di euro (333 milioni di euro nel 2010) e sono così dettagliati:

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni	Variazioni %
Derivati su commodity	261	154	107	69,5%
Margine attività di trading finanziario	-	4	(4)	(100,0%)
Recupero costi di combustibile verso i Tollers di Edipower	-	76	(76)	(100,0%)
Sopravvenienze attive	120	30	90	n.s.
Recupero costi verso contitolari di ricerche di idrocarburi	18	14	4	28,6%
Rilascio netto di fondi rischi su crediti e diversi	13	10	3	30,0%
Proventi da risoluzione anticipata CIP 6/92	14	-	14	n.s.
Altro	67	45	22	48,9%
Totale Gruppo	493	333	160	48,0%

I **derivati su commodity**, da analizzare congiuntamente con la relativa voce di costo inclusa nella posta **Consumi di materie e servizi** (incrementata da 52 milioni di euro a 112 milioni di euro), riguardano essenzialmente i risultati delle coperture su *brent* e cambi poste in essere con la finalità di mitigare il rischio di oscillazione del costo del gas naturale destinato alla produzione e vendita di energia elettrica nonché di quello relativo alla vendita diretta del gas naturale.

Il risultato riflette l'effetto dello scenario sul fisico oggetto di copertura: nel corso dei primi nove mesi del 2011, a causa della repentina salita dei prezzi dei prodotti petroliferi, si è assistito a un incremento dei costi del gas naturale con un effetto scenario negativo sul fisico sottostante, compensato dai risultati positivi evidenziati nella voce derivati su *commodity*.

Per una visione complessiva degli effetti si rimanda all'apposita *disclosure* contenuta nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo".

Il decremento della voce **recupero costi di combustibile verso i Tollers di Edipower**, da analizzare congiuntamente alla voce di costo **acquisti di olio e combustibile**, è dovuto all'uscita dal contratto di *Tolling* di una centrale Edipower che attualmente opera in regime di "impianto essenziale".

La voce **sopravvenienze attive** include gli effetti riferiti agli esercizi precedenti della rinegoziazione dei contratti di acquisto di gas naturale (66 milioni di euro).

I **proventi da risoluzione anticipata CIP 6/92**, per 14 milioni di euro, sono riferiti alla risoluzione anticipata della convenzione CIP 6/92 relativa alla centrale termoelettrica di Taranto in base al Decreto Ministeriale emanato il 23 giugno 2011.

La voce **altro** comprende indennizzi assicurativi per 23 milioni di euro (17 milioni di euro nel 2010), prevalentemente riferiti a incidenti occorsi a pozzi estrattivi italiani (11 milioni di euro) e a centrali termoelettriche (11 milioni di euro) in anni precedenti.

3. Consumi di materie e servizi

Sono pari a 8.177 milioni di euro, in aumento del 20,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (6.811 milioni di euro) per effetto delle dinamiche dei prezzi e dei volumi già commentate alla voce "Ricavi di vendita".

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio delle voci:

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni	Variazioni %
Acquisti di:				
- gas metano	3.304	2.922	382	13,1%
- energia elettrica	1.597	1.390	207	14,9%
- mercato di dispacciamento e sbilanciamento	598	283	315	n.s.
- gas altoforno, recupero, coke	358	246	112	45,5%
- olio e combustibile	103	152	(49)	(32,2%)
- acqua industriale demineralizzata	29	27	2	7,4%
- certificati verdi	114	104	10	9,6%
- diritti di emissione CO ₂	62	40	22	55,0%
- carbone, utilities e altri materiali	89	78	11	14,1%
Totale	6.254	5.242	1.012	19,3%
- manutenzione impianti	129	122	7	5,7%
- vettoriamento di energia elettrica e gas naturale	1.166	913	253	27,7%
- fee di rigassificazione	74	74	-	-
- prestazioni professionali	97	85	12	14,1%
- svalutazioni di crediti commerciali e diversi	28	23	5	21,7%
- derivati su commodity	112	52	60	n.s.
- margine attività di trading finanziario	1	-	1	n.s.
- accantonamenti a fondi rischi diversi	30	20	10	50,0%
- variazione delle rimanenze	(11)	12	(23)	n.s.
- costi godimento beni di terzi	77	72	5	6,9%
- altri usi e consumi	220	196	24	12,2%
Totale Gruppo	8.177	6.811	1.366	20,1%

Ripartizione per attività

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni	Variazioni %
Filiera Energia Elettrica	5.515	4.750	765	16,1%
Filiera Idrocarburi	3.793	3.421	372	10,9%
Corporate e Altri Settori	73	77	(4)	(5,2%)
Elisioni	(1.204)	(1.437)	233	(16,2%)
Totale Gruppo	8.177	6.811	1.366	20,1%

L'incremento del valore della voce **gas metano** (382 milioni di euro), rispetto ai primi nove mesi del 2010, è dovuto alla ripresa dei prezzi d'acquisto del gas naturale (sia *spot* sia da contratti d'acquisto di lungo termine) solo in parte compensata dalla riduzione dei volumi, dalle politiche di ottimizzazione delle fonti di approvvigionamento unitamente agli effetti positivi delle rinegoziazioni dei contratti per la fornitura di gas naturale norvegese e russo. La voce include, inoltre, gli effetti negativi relativi alla parte efficace dei derivati di copertura del rischio cambio su *commodity* (39 milioni di euro).

La crescita dei costi di acquisto di **energia elettrica** (207 milioni di euro) e sul **mercato di dispacciamento e sbilanciamento** (315 milioni di euro), rispetto ai primi nove mesi del 2010, è riconducibile ai maggiori volumi di acquisto effettuati in borsa al fine di ottimizzare il costo delle fonti di approvvigionamento secondo le strategie attuate dal Gruppo.

Nella voce **fee di rigassificazione** (74 milioni di euro) sono inclusi gli oneri riconosciuti al Terminale GNL Adriatico Srl per l'attività di rigassificazione.

La voce **svalutazione di crediti commerciali e diversi** (28 milioni di euro) include gli accantonamenti ai fondi svalutazione e le perdite su crediti al netto degli specifici utilizzi fondi. Si segnala che nel periodo sono stati inoltre riversati fondi svalutazione crediti eccedenti per un importo di 10 milioni di euro incluso alla voce "Rilascio netto di fondi rischi su crediti e diversi" alla nota 2 **Altri ricavi e proventi**.

Per la composizione degli **accantonamenti a fondi rischi diversi** (30 milioni di euro) si rimanda al commento dei fondi per rischi e oneri (nota 27).

La voce **variazione delle rimanenze** si riferisce principalmente allo stoccaggio di gas naturale.

Margine attività di Trading

La tabella sottostante illustra i risultati, inclusi nei ricavi di vendita e nei consumi di materie e servizi, derivanti dalla negoziazione delle operazioni relative ai contratti fisici e finanziari su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading. Rispetto allo scorso esercizio si rileva un incremento dei volumi di attività.

(in milioni di euro)	Nota	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni	Variazioni %
Margine attività di trading fisico					
Ricavi di vendita		2.723	1.768	955	54,0%
Consumi di materie e servizi		(2.697)	(1.731)	(966)	55,8%
Totale incluso nei ricavi di vendita	1	26	37	(11)	(29,7%)
Margine attività di trading finanziario					
Altri ricavi e proventi		82	35	47	n.s.
Consumi di materie e servizi		(83)	(31)	(52)	n.s.
Totale incluso in altri ricavi e proventi / (consumi di materie e servizi)	2/3	(1)	4	(5)	n.s.
Totale margine attività di trading		25	41	(16)	(39,0%)

Per una visione complessiva degli effetti economici si rimanda all'apposita *disclosure* contenuta nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo".

4. Costo del lavoro

Pari a 190 milioni di euro, registra un incremento del 2,7% rispetto ai 185 milioni di euro rilevati nello stesso periodo dell'anno precedente.

L'aumento è riferito essenzialmente all'effetto derivante dalla dinamica salariale.

5. Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 717 milioni di euro, in riduzione di 213 milioni di euro (-22,9%) rispetto ai 930 milioni di euro dei primi nove mesi del 2010.

La seguente tabella evidenzia la suddivisione per filiera del margine operativo lordo indicato quale dato *reported* e dato *adjusted*. Quest'ultimo include la riclassifica di una parte del risultato delle attività di copertura poste in essere sui contratti d'importazione di gas naturale che, sotto il profilo gestionale, tutelano i margini delle vendite di energia elettrica. In considerazione della rilevanza delle variazioni di prezzo delle *commodity* e dei cambi nel periodo in esame e al fine di fornire un adeguato termine di paragone, è stato ritenuto opportuno dare evidenza del margine operativo lordo *adjusted*, che rialloca alla Filiera Energia Elettrica la parte di risultato delle coperture ad essa riferibile.

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	% sui ricavi di vendita	9 mesi 2010	% sui ricavi di vendita	Variazione % sul margine operativo lordo
Margine operativo lordo reported					
Filiera Energia Elettrica	526	8,8%	653	12,3%	(19,4%)
Filiera Idrocarburi	261	6,9%	349	9,5%	(25,2%)
Corporate e Altri Settori	(70)	n.s.	(72)	n.s.	n.s.
Totale Gruppo	717	8,3%	930	12,2%	(22,9%)
Margine operativo lordo adjusted					
Filiera Energia Elettrica	618	10,3%	722	13,6%	(14,4%)
Filiera Idrocarburi	169	4,5%	280	7,6%	(39,6%)
Corporate e Altri Settori	(70)	n.s.	(72)	n.s.	n.s.
Totale Gruppo	717	8,3%	930	12,2%	(22,9%)

Per quanto riguarda le *performances*:

- il margine operativo lordo *adjusted* della **Filiera Idrocarburi**, pari a 169 milioni di euro, registra una pesante riduzione (-39,6%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (280 milioni di euro) in conseguenza dell'attività di compravendita del gas naturale che evidenzia margini unitari di vendita complessivamente negativi. Si segnala che il periodo beneficia degli effetti positivi della conclusione della rinegoziazione dei contratti di acquisto di gas naturale a lungo termine russo e norvegese. Le attività di *Exploration & Production* hanno conseguito una buona *performance* grazie alla decisa ripresa del prezzo del petrolio e all'incremento delle produzioni estere;
- il margine operativo lordo *adjusted* della **Filiera Energia Elettrica** risulta in contrazione del 14,4% (da 722 milioni di euro del 2010 a 618 milioni di euro nel 2011) essenzialmente per la riduzione della *performance* del comparto CIP 6/92 a causa della risoluzione anticipata di alcune convenzioni effettuata a fine 2010 e per la contrazione dei margini unitari di vendita del Gruppo in conseguenza della forte pressione competitiva nel mercato elettrico nazionale. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'incremento dei volumi e dai buoni margini registrati nel Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD). I risultati del periodo includono gli effetti positivi (14 milioni di euro) della risoluzione anticipata, in base al Decreto Ministeriale del 23 giugno 2011, della convenzione CIP 6/92 relativa alla centrale termoelettrica di Taranto. Positiva la *performance* delle attività estere, in seguito all'entrata in funzione nel dicembre 2010 di una nuova centrale termoelettrica in Grecia (Thisvi).

6. Ammortamenti e svalutazioni

La voce pari a 568 milioni di euro, presenta la seguente ripartizione:

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni	Variazioni %
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	416	447	(31)	(6,9%)
Ammortamenti concessioni idrocarburi	52	44	8	18,2%
Ammortamenti altre immobilizzazioni immateriali	53	59	(6)	(10,2%)
Utilizzo fondi per rischi e oneri	(16)	-	(16)	n.s.
Svalutazioni di immobilizzazioni materiali	62	12	50	n.s.
Svalutazioni di immobili detenuti per investimento	1	-	1	n.s.
Totale Gruppo	568	562	6	1,1%

Ripartizione per attività

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni	Variazioni %
Filiera Energia Elettrica:	414	397	17	4,3%
- ammortamenti	357	393	(36)	(9,2%)
- svalutazioni di immobilizzazioni materiali	57	4	53	n.s.
Filiera Idrocarburi:	144	157	(13)	(8,3%)
- ammortamenti	155	149	6	4,0%
- utilizzo fondi per rischi e oneri	(16)	-	(16)	n.s.
- svalutazioni di immobilizzazioni materiali	5	8	(3)	(37,5%)
Corporate e Altri Settori:	10	8	2	25,0%
- ammortamenti	9	8	1	12,5%
- svalutazioni di immobili detenuti per investimento	1	-	1	n.s.
Totale Gruppo	568	562	6	1,1%

Nella **Filiera Energia Elettrica** l'incremento di 17 milioni di euro è dovuto all'effetto combinato di:

- maggiori svalutazioni di immobilizzazioni materiali per 53 milioni di euro;
- minori ammortamenti (36 milioni di euro) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente a seguito principalmente degli effetti della scadenza di alcune convenzioni CIP 6/92 nel comparto termoelettrico.

Nella **Filiera Idrocarburi** il decremento di 13 milioni di euro è dovuto principalmente a:

- minori costi di esplorazione, scesi dai 45 milioni di euro del 2010 ai 41 milioni di euro dei primi nove mesi del 2011;
- l'utilizzo, per 16 milioni di euro, del fondo per rischi e oneri previsto in sede di *Price Purchase Allocation* a fronte dei costi esplorativi inerenti il *Deep Horizon* della concessione di Abu Qir (Egitto) sostenuti nel periodo.

Per un'analisi di dettaglio degli effetti legati alle svalutazioni, si rimanda alla *disclosure "Impairment test degli assets ai sensi dello IAS 36"* (nota 17).

7. Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti ammontano a 134 milioni di euro e registrano un incremento di 41 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2010 (93 milioni di euro).

La tabella seguente ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni
Proventi finanziari			
Proventi finanziari su contratti derivati di natura finanziaria	69	49	20
Interessi attivi su leasing finanziario	10	10	-
Interessi attivi su c/c bancari e postali	2	2	-
Interessi attivi su crediti commerciali	1	11	(10)
Altri proventi finanziari	10	9	1
Totale proventi finanziari	92	81	11
Oneri finanziari			
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	(56)	(65)	9
Adeguamento Fair Value Hedge su prestiti obbligazionari	(33)	(22)	(11)
Oneri finanziari su contratti derivati di natura finanziaria	(41)	(36)	(5)
Interessi passivi verso banche	(31)	(30)	(1)
Commissioni bancarie	(14)	(11)	(3)
Oneri finanziari per decommissioning	(12)	(12)	-
Oneri finanziari su TFR e su fondi di quiescenza	(2)	(2)	-
Interessi passivi verso altri finanziatori	(10)	(8)	(2)
Altri oneri finanziari	(9)	(7)	(2)
Totale oneri finanziari	(208)	(193)	(15)
Utili (perdite) su cambi			
Utili su cambi	83	87	(4)
Perdite su cambi	(101)	(68)	(33)
Totale utili (perdite) su cambi	(18)	19	(37)
Totale proventi (oneri) finanziari netti di Gruppo	(134)	(93)	(41)

Il peggioramento netto registrato rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente deriva principalmente dalle maggiori perdite nette su cambi (perdite nette di 18 milioni di euro contro utili netti di 19 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010) dovute essenzialmente ai risultati negativi registrati su operazioni in derivati a copertura degli acquisti di gas naturale in valuta che hanno più che compensato gli utili netti di natura transazionale.

8. Proventi (oneri) da partecipazioni

Il risultato netto da partecipazioni, negativo per 1 milione di euro, è illustrato nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni
Proventi da partecipazioni			
Dividendi	5	-	5
Rivalutazioni e valutazioni ad equity di partecipazioni	1	1	-
Plusvalenze da cessione di partecipazioni	10	-	10
Totale proventi da partecipazioni	16	1	15
Oneri da partecipazioni			
Svalutazioni e valutazioni ad equity di partecipazioni	(1)	-	(1)
Svalutazioni di partecipazioni disponibili per la vendita	(12)	-	(12)
Svalutazione titoli di trading	(4)	(1)	(3)
Totale oneri da partecipazioni	(17)	(1)	(16)
Totale proventi (oneri) da partecipazioni di Gruppo	(1)	-	(1)

Le **plusvalenze da cessione di partecipazioni** si riferiscono alla vendita del 4,55% della partecipazione detenuta dal gruppo Edison in CESI Spa (5 milioni di euro) e del 2,703% della partecipazione detenuta nel Terminale GNL Adriatico Srl (5 milioni di euro).

Le **svalutazioni di partecipazioni disponibili per la vendita** (12 milioni di euro) riguardano l'adeguamento al *fair value* del valore della partecipazione in Terminale GNL Adriatico Srl (6 milioni di euro) e della partecipazione in RCS Mediagroup Spa (6 milioni di euro).

9. Altri proventi (oneri) netti

L'importo netto negativo di 10 milioni di euro è riconducibile essenzialmente a oneri connessi alla definizione e all'adeguamento di alcuni fondi rischi di natura legale e fiscale, mentre i primi nove mesi del 2010 (proventi netti per 34 milioni di euro) erano influenzati dalla definizione di alcune vertenze legali che aveva condotto ad un beneficio.

10. Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono pari a 79 milioni di euro, in diminuzione di 40 milioni di euro rispetto ai 119 milioni di euro dei primi nove mesi del 2010 in conseguenza del peggioramento del risultato di periodo, e sono così dettagliate:

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010	Variazioni
Imposte correnti	129	174	(45)
Imposte (anticipate) differite	(41)	(43)	2
Imposte esercizi precedenti	(9)	(12)	3
Totale Gruppo	79	119	(40)

Tra le **imposte correnti** sono inclusi 128 milioni di euro per IRES, 20 milioni di euro per IRAP e 9 milioni di euro per imposte estere, a cui si contrappongono proventi derivanti dall'adesione al consolidato fiscale per 28 milioni di euro.

Sul carico fiscale del periodo ha influito l'aumento dell'IRES a seguito dell'applicazione della Legge n.148 del 14 settembre 2011, che ha convertito il precedente Decreto Legge n. 138/11, introducendo le seguenti modifiche:

- una maggiorazione di 4 punti percentuali dell'aliquota IRES per le società già soggette alla cd. *Robin Hood Tax*, da applicarsi nel triennio 2011-2013;
- l'estensione della cd. *Robin Hood Tax* anche alle società del gruppo operanti nei settori delle energie rinnovabili e della distribuzione di gas naturale, che devono applicare per la prima volta l'aliquota complessiva addizionale IRES del 10,5%.

L'effetto complessivo per le maggiori imposte ammonta a 23 milioni di euro, di cui 15 milioni di euro per imposte dirette e 8 milioni di euro per imposte differite nette.

11. Risultato netto da attività in dismissione

Il risultato negativo di 14 milioni di euro è dovuto:

- per 7 milioni di euro alla svalutazione di alcune centrali termoelettriche effettuata per allineare i valori di carico al loro valore di realizzo a seguito degli accordi contrattuali sottoscritti;
- agli effetti della sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 a seguito della quale sono stati disconosciuti a Edison Spa alcuni benefici tariffari riferiti a una centrale termoelettrica oggetto di cessione nel 2008, già classificata tra i *Disposal Group*.

12. Utile (perdita) per azione

La seguente tabella ne dettaglia la composizione:

Esercizio 2010		(in milioni di euro)	9 mesi 2011		9 mesi 2010	
Azioni Ordinarie	Azioni di Risparmio ⁽¹⁾		Azioni Ordinarie	Azioni di Risparmio ⁽¹⁾	Azioni Ordinarie	Azioni di Risparmio ⁽¹⁾
21	21	Risultato netto di competenza di Gruppo	(93)	(93)	179	179
17	4	Risultato attribuibile alle diverse categorie di azioni (A)	(97)	4	172	7
		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione (ordinarie e di risparmio) ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione:				
5.181.108.251	110.592.420	- di base (B)	5.181.108.251	110.592.420	5.181.108.251	110.592.420
5.181.108.251	110.592.420	- diluito (C) ⁽²⁾	5.181.108.251	110.592.420	5.181.108.251	110.592.420
		Utile (perdita) per azione (in euro)				
0,0034	0,0334	- di base (A/B)	(0,0188)	0,0375	0,0333	0,0633
0,0034	0,0334	- diluito (A/C) ⁽²⁾	(0,0188)	0,0375	0,0333	0,0633

(1) 3% del valore nominale quale maggiorazione del dividendo corrisposto alle azioni di risparmio rispetto a quello corrisposto alle azioni ordinarie. Le azioni di risparmio sono considerate come azioni ordinarie in quanto è stata esclusa dal risultato netto di competenza del Gruppo la quota di utili privilegiati a esse spettante.

(2) Qualora si rilevi una perdita di periodo non viene conteggiato alcun effetto diluitivo per le azioni potenziali.

NOTE ALLE POSTE DELLO STATO PATRIMONIALE

Attività

13. Immobilizzazioni materiali

La tabella seguente ne illustra la composizione e le principali variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Beni gratuitamente devolvibili	Beni in locazione finanziaria	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	813	5.279	429	38	8	7	428	7.002
Variazioni al 30 settembre 2011:								
- acquisizioni	1	212	1	-	-	1	144	359
- alienazioni (-)	(3)	(11)	-	-	-	-	-	(14)
- ammortamenti (-)	(31)	(343)	(37)	(2)	(2)	(1)	-	(416)
- svalutazioni (-)	-	(40)	-	-	-	-	-	(40)
- riclassifica "attività in dismissione"	4	32	-	-	-	-	-	36
- decommissioning	-	8	-	-	-	-	-	8
- altri movimenti	3	125	10	-	-	-	(145)	(7)
Totale variazioni (B)	(26)	(17)	(26)	(2)	(2)	-	(1)	(74)
Valori al 30.09.2011 (A+B)	787	5.262	403	36	6	7	427	6.928

Le **acquisizioni**, per 359 milioni di euro, presentano la seguente ripartizione:

(in milioni di euro)	9 mesi 2011	9 mesi 2010
Filiera Energia Elettrica	139	183
<i>di cui:</i>		
- comparto termoelettrico	42	118
- comparto idroelettrico	27	37
- comparto fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico, ecc.)	70	28
Filiera Idrocarburi	218	128
<i>di cui:</i>		
- giacimenti Italia	65	14
- giacimenti Estero	114	95
- infrastrutture di trasporto e stoccaggio	39	19
Corporate e Altri Settori	2	64
Totale Gruppo	359	375

Nel periodo si segnala:

- nella Filiera Energia Elettrica: la conclusione delle attività di *revamping* di una centrale termoelettrica (Bussi), il ripotenziamento e l'ampliamento di alcuni parchi eolici e l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici (circa 9 MW complessivi) di Oviglio, Piedimonte, Cascine Bianche, Termoli e di quelli presso gli stabilimenti del gruppo Mapei di Latina e Mediglia e del gruppo Roche di Monza;
- nella Filiera Idrocarburi: l'entrata in esercizio di due pozzi d'estrazione siti in Abu Qir, Egitto, e della centrale di compressione e trattamento dell'impianto di stoccaggio di Collalto.

Gli oneri finanziari capitalizzati tra le immobilizzazioni materiali, in accordo con lo IAS 23 *revised*, risultano pari a circa 3 milioni di euro.

Le **svalutazioni**, pari a 40 milioni di euro (12 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010), riflettono principalmente gli effetti dell'*impairment test* in conseguenza del verificarsi di alcuni *impairment indicators*. Per un'analisi di dettaglio si rimanda alla *disclosure* "Impairment test degli assets ai sensi dello IAS 36" (nota 17).

I **beni gratuitamente devolvibili** sono riferiti alle concessioni di cui è titolare il gruppo Edison (71 nel comparto idroelettrico).

Per i **beni in locazione finanziaria**, iscritti con la metodologia dello IAS 17 *revised*, il valore del residuo debito finanziario, pari a 32 milioni di euro, è esposto per 29 milioni di euro tra i "Debiti e altre passività finanziarie" e per 3 milioni di euro tra i "Debiti finanziari correnti".

14. Immobili detenuti per investimento

Il valore degli immobili detenuti per investimento, riferiti a terreni e fabbricati non strumentali alla produzione, è complessivamente pari a 10 milioni di euro e registrano una diminuzione di un milione di euro rispetto al 31 dicembre 2010 a seguito della svalutazione di un terreno effettuata nel periodo.

15. Avviamento

L'avviamento ammonta a 3.534 milioni di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2010.

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010
Filiera Energia Elettrica	2.835	2.835
Filiera Idrocarburi	699	699
Totale Gruppo	3.534	3.534

Il valore residuo della voce avviamento rappresenta un'attività immateriale con vita utile indefinita e, pertanto, non soggetta ad ammortamento sistematico ma ad *impairment test* svolto con cadenza almeno annuale.

16. Concessioni idrocarburi

Le concessioni per la coltivazione di idrocarburi, rappresentate da 86 titoli minerari (di cui 3 concessioni di stoccaggio) in Italia e all'estero per lo sfruttamento di giacimenti di idrocarburi, ammontano a 933 milioni di euro e registrano, rispetto al 31 dicembre 2010, un decremento netto di 52 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'ammortamento del periodo. Si segnala che nel periodo sono state ottenute cinque nuove concessioni di ricerca idrocarburi in Norvegia, e sono scaduti due permessi di ricerca, uno in Egitto e uno in Costa d'Avorio.

17. Altre immobilizzazioni immateriali

La seguente tabella ne illustra la composizione e le principali variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	Concessioni, licenze, brevetti e diritti simili	Diritti di emissione CO ₂	Certificati Verdi	Costi di esplorazione	Altre immobilizzazioni immateriali	Immobilizzazioni in corso e accanti	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	86	6	5	-	6	6	109
Variazioni al 30 settembre 2011:							
- acquisizioni	5	-	-	41	-	1	47
- ammortamenti (-)	(12)	-	-	(41)	-	-	(53)
- riclassifica "attività in dismissione"	(1)	-	-	-	-	-	(1)
- altri movimenti	6	(4)	(5)	-	-	(6)	(9)
Totale variazioni (B)	(2)	(4)	(5)	-	-	(5)	(16)
Valori al 30.09.2011 (A+B)	84	2	-	-	6	1	93

A seguito dell'applicazione dell'IFRIC 12, la voce **Concessioni, licenze, brevetti e diritti simili** include le infrastrutture della distribuzione gas, ove il Gruppo è titolare di 62 concessioni. In merito si segnala che nel periodo è scaduta una concessione, il cui valore residuo (1 milione di euro) è stato riclassificato nelle "Attività in dismissione".

Con riferimento ai **costi di esplorazione**, nel corso del periodo sono stati sostenuti e interamente ammortizzati 41 milioni di euro, mentre nello stesso periodo dell'esercizio precedente ammontavano a 45 milioni di euro; peraltro nel periodo non si sono evidenziate capitalizzazioni da successi esplorativi e conseguenti passaggi alla fase di sviluppo.

Impairment test degli assets ai sensi dello IAS 36

Conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha condotto un aggiornamento delle analisi di *impairment test* delle singole *Cash Generating Unit* (CGU) laddove sono stati rilevati specifici *impairment indicators* tali da influire sul valore recuperabile.

Per la determinazione del valore recuperabile, in continuità con le stime di fine anno, si è fatto ricorso al valore d'uso stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa operativi al lordo delle imposte, coerenti con le relative vite utili, tenendo altresì in considerazione, se del caso, un valore finale (*terminal value*).

Tali flussi, basati sulle migliori stime effettuate dal *Top Management*, sono i medesimi utilizzati per l'*impairment test* di fine 2010, eventualmente aggiornati laddove sono stati riscontrati specifici *triggers*. Anche i tassi di attualizzazione sono coerenti con quelli utilizzati per l'*impairment test* di fine 2010, eventualmente aumentati laddove il rischio paese risulti apprezzabile in linea differenziale rispetto all'Italia.

Le analisi condotte, seguendo il processo precedentemente descritto, hanno messo in evidenza riduzioni di valore per alcune CGU termoelettriche e per un campo di estrazione d'idrocarburi comportando una svalutazione pari a 69 milioni di euro.

Con specifico riferimento alle **CGU Termoelettriche**, le svalutazioni sono principalmente riconducibili all'insorgere di *impairment indicators* quali:

- a) il sensibile peggioramento delle condizioni finanziarie della Grecia ove sono ubicate alcune attività industriali, che hanno comportato una consistente revisione del tasso di sconto che incorpora il rischio paese (considerando valori incrementali compresi fra +6% e +11%). L'effetto in questione incide per 22 milioni di euro;
- b) la sottoscrizione di un contratto di cessione di un nucleo di impianti che ha inciso per 29 milioni di euro. Coerentemente con la classificazione di tali *assets* fra i *Disposal Group*, una quota parte di tale valore, 7 milioni di euro, è stata iscritta nel "Risultato netto da attività in dismissione"; rispetto alla svalutazione effettuata al 30 giugno 2011 (15 milioni di euro), a seguito del perfezionamento della cessione, avvenuta il 10 ottobre 2011, è stato registrato un *reversal* di circa 8 milioni di euro;
- c) gli effetti della compressione della marginalità, con impatto sulla riduzione dei volumi di produzione, che ha evidenziato una minore redditività di alcuni impianti la cui produzione è destinata al mercato. L'effetto in questione è stato pari a 13 milioni di euro.

Per quanto concerne la **CGU nel settore idrocarburi**, la svalutazione riflessa per 5 milioni di euro, attiene al ritardo nello *start up* di un campo di estrazione sito all'estero.

18. Partecipazioni e Partecipazioni disponibili per la vendita

Si riferiscono per 49 milioni di euro a partecipazioni in imprese controllate non consolidate e collegate e per 201 milioni di euro a partecipazioni disponibili per la vendita che includono, fra le altre, RCS Mediagroup Spa (6 milioni di euro) e Terminale GNL Adriatico Srl (190 milioni di euro).

La seguente tabella ne illustra la composizione e le principali variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	Partecipazioni	Partecipazioni disponibili per la vendita	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	48	293	341
Variazioni al 30 settembre 2011:			
- variazioni di riserve di capitale	-	(9)	(9)
- valutazioni a fair value	-	(12)	(12)
- alienazioni (-)	(1)	(74)	(75)
- altre variazioni	2	3	5
Totale variazioni (B)	1	(92)	(91)
Valori al 30.09.2011 (A+B)	49	201	250

La voce **alienazioni** (75 milioni di euro) si riferisce essenzialmente alla vendita del 2,703% della partecipazione detenuta nella società Terminale GNL Adriatico Srl (73 milioni di euro).

Fra i movimenti del periodo si segnalano le **variazioni di riserve di capitale**, negative per 9 milioni di euro, relative al rimborso di riserve versamento soci in conto capitale effettuato dalla società Terminale GNL Adriatico Srl.

Le **valutazioni a fair value**, negative per 12 milioni di euro, si riferiscono alle società Terminale GNL Adriatico Srl e RCS Mediagroup Spa. In particolare nella valutazione della partecipazione Terminale GNL Adriatico Srl, società che detiene il rigassificatore *offshore* di Porto Viro (RO), si tiene conto sia

della durata del contratto di rigassificazione in essere con Edison sia del decrescere nel tempo del patrimonio netto spettante a Edison in conseguenza dei rimborsi di capitale e/o riserve percepiti. Tale criterio viene ritenuto approssimativo del *fair value*, in quanto una valutazione basata su criteri di mercato non è praticabile per l'unicità del rigassificatore e per le condizioni contrattuali di utilizzo del servizio di rigassificazione per Edison.

19. Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie includono i crediti finanziari con esigibilità superiore ai 12 mesi; in particolare tale posta comprende:

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Credito finanziario Ibiritermo (IFRIC 4)	77	86	(9)
Depositi bancari vincolati su contratti project financing	4	4	-
Altre attività finanziarie	1	1	-
Totale altre attività finanziarie	82	91	(9)

20. Crediti per imposte anticipate

Le imposte anticipate, la cui valutazione è stata effettuata nell'ipotesi di effettivo realizzo e di recuperabilità fiscale tenuto conto dell'orizzonte temporale limitato sulla base dei piani industriali delle società, ammontano a 194 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e sono correlate:

- per 116 milioni di euro a differenze di valore su immobilizzazioni;
- per 57 milioni di euro a fondi rischi tassati;
- per 7 milioni di euro a perdite fiscali riportabili a nuovo;

e per il residuo essenzialmente all'applicazione dello IAS 39 e a riprese fiscali di altra natura.

21. Altre attività

Sono pari a 201 milioni di euro, in aumento di 89 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 e si riferiscono:

- per 182 milioni di euro alla parte non corrente degli anticipi corrisposti in ambito dei contratti di acquisto di gas naturale di lungo termine, relativi ai volumi non ritirati per i quali è maturato in capo a Edison Spa l'obbligo di pagamento (clausole di *take or pay*). La parte corrente di tali anticipi, pari a 42 milioni di euro, è rilevata nei "Crediti diversi" (nota 22). Per tali volumi non ritirati è comunque prevista la recuperabilità nell'arco della durata residua dei contratti;
- per 5 milioni di euro (al netto di un fondo svalutazione per 1 milione di euro) ai crediti tributari chiesti a rimborso, comprensivi dei relativi interessi maturati al 30 settembre 2011;
- per 14 milioni di euro a crediti diversi in gran parte relativi a depositi cauzionali.

22. Attività Correnti

La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Rimanenze	357	331	26
Crediti commerciali	2.711	2.375	336
Crediti per imposte correnti	23	35	(12)
Crediti diversi	866	655	211
Attività finanziarie correnti	71	69	2
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	261	472	(211)
Totale attività correnti	4.289	3.937	352

In particolare si segnala che:

- le **rimanenze** presentano la seguente ripartizione per filiera:

(in milioni di euro)	Materiali tecnici di consumo	Gas naturale stoccato	Combustibili	Diritti di emissione CO ₂	Altro	Totale 30.09.2011	Totale 31.12.2010	Variazioni
Filiera Energia Elettrica	27	-	28	20	4	79	74	5
Filiera Idrocarburi	40	224	14	-	-	278	257	21
Totale Gruppo	67	224	42	20	4	357	331	26

L'incremento di valore del periodo si riferisce principalmente al gas naturale stoccato (12 milioni di euro) e ai diritti di emissione CO₂ (20 milioni di euro) detenuti per attività di Trading. Le rimanenze inoltre comprendono, per 24 milioni di euro, le riserve strategiche di gas naturale su cui vi è un vincolo di utilizzo;

- i **crediti commerciali** presentano la seguente ripartizione per filiera:

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Filiera Energia Elettrica	2.094	1.910	184
Filiera Idrocarburi	745	760	(15)
Corporate e Altri Settori ed Elisioni	(128)	(295)	167
Totale crediti commerciali	2.711	2.375	336
di cui Fondo svalutazione crediti	(135)	(133)	(2)

Si riferiscono, in particolare, a contratti di somministrazione di energia elettrica e vapore, a contratti di fornitura di gas naturale, a cessioni di energia elettrica in borsa e inoltre, per 181 milioni di euro, al *fair value* dei contratti fisici su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading, valore afferente essenzialmente alla Filiera Energia Elettrica.

I maggiori crediti commerciali rispetto al 31 dicembre 2010 (336 milioni di euro) sono ascrivibili ai maggiori volumi di vendita del Gruppo, in particolare nella Filiera Energia Elettrica, ai tempi di incasso più lunghi anche a seguito del diverso *mix* di clientela, allo sviluppo delle attività estere, alle vendite verso la Pubblica Amministrazione e all'incremento del *fair value* incluso nei Portafogli di Trading (64 milioni di euro).

Si segnala infine che, il Gruppo effettua su base regolare cessioni di credito "pro soluto" a titolo definitivo su base *revolving* mensile e trimestrale e *spot* in applicazione della *policy* che prevede il controllo e la riduzione dei rischi di credito. Il controvalore complessivo è pari a 3.696 milioni di euro (2.956 milioni di euro al 30 settembre 2010); il rischio residuale di *recourse* associato a queste operazioni è inferiore al milione di euro;

- i **crediti per imposte correnti**, pari a 23 milioni di euro, comprendono i crediti verso l'Erario per IRAP e per IRES di società del Gruppo non incluse nel consolidato fiscale della controllante Transalpina di Energia Srl;
- i **crediti diversi**, pari a 866 milioni di euro, sono dettagliati nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Crediti:			
- derivanti dalla valutazione di contratti derivati	323	218	105
- verso contitolari in ricerche di idrocarburi	75	77	(2)
- per anticipi a fornitori	25	63	(38)
- verso la controllante nell'ambito del consolidato fiscale	97	59	38
- per anticipi relativi a contratti di take or pay	42	-	42
- verso l'Erario per IVA	60	13	47
- altri	244	225	19
Totale crediti diversi	866	655	211

L'incremento dei **crediti derivanti dalla valutazione di contratti derivati**, da analizzare congiuntamente con la relativa posta di debito inclusa nella voce **Passività correnti** (incrementata da 73 milioni di euro a 148 milioni di euro), è essenzialmente correlato ai cambiamenti dello scenario dei prezzi di mercato, in particolare *brent* e cambio euro/USD, rispetto alla data del 30 settembre 2010. Per una visione complessiva degli effetti si rimanda all'apposita *disclosure* contenuta nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo";

- le **attività finanziarie correnti** concorrono alla determinazione dell'indebitamento finanziario netto e sono così costituite:

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Crediti finanziari	18	35	(17)
Strumenti derivati	49	26	23
Partecipazioni di trading	4	8	(4)
Totale attività finanziarie correnti	71	69	2

- le **disponibilità liquide e mezzi equivalenti** presentano un valore di 261 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e sono costituite da depositi bancari e postali e disponibilità a breve termine.

23. Attività in dismissione

Ammontano a 151 milioni di euro e comprendono essenzialmente:

- le attività per cui è prevista la dismissione in conseguenza degli accordi sottoscritti e relative a un ramo d'azienda costituito da due centrali termoelettriche;
- il valore residuo di una concessione di distribuzione di gas naturale scaduta nel corso del periodo.

Per un'analisi delle operazioni si rimanda a quanto commentato al capitolo "Informazioni relative all'IFRS 5 (*Disposal Group*)".

Passività

24. Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante e Patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza

Il patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante, che ammonta a 7.845 milioni di euro, è in diminuzione di 94 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 (7.939 milioni di euro) principalmente per effetto del risultato netto del periodo negativo per 93 milioni di euro.

Il patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza, pari a 170 milioni di euro, è in diminuzione di 28 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 (198 milioni di euro) per effetto della distribuzione dei dividendi di società con soci terzi (31 milioni di euro) parzialmente compensato dal risultato netto del periodo positivo per 4 milioni di euro.

La composizione e la movimentazione del patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante e ai soci di minoranza sono riportati nello specifico prospetto “Variazione del patrimonio netto consolidato”.

Si segnala che nel mese di luglio Edison Spa ha acquistato per 3 milioni di euro il residuo 45% della società Sarmato Energia Spa, già in precedenza controllata al 55% e consolidata integralmente. Tale operazione ha comportato una riduzione di un milione di euro sia nel patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante che in quello attribuibile ai soci di minoranza.

Il capitale sociale suddiviso in azioni del valore nominale unitario di 1 euro, tutte con godimento regolare, è così composto:

Categoria di azioni	Numero di azioni	Milioni di euro
Ordinarie	5.181.108.251	5.181
Risparmio	110.592.420	111
Totale		5.292

Nel seguito si riporta la variazione della riserva di *Cash Flow Hedge* correlata all'applicazione dello IAS 39 in tema di contratti derivati, riferibile alla sospensione a patrimonio netto del *fair value* dei contratti derivati stipulati per la copertura del rischio prezzo e cambio delle *commodity* energetiche e dei tassi di interesse. L'incremento delle imposte differite è dovuto per 5 milioni di euro all'applicazione della revisione dell'addizionale IRES previsto dalla cd. *Robin Hood Tax*.

Riserva su operazioni di Cash Flow Hedge (in milioni di euro)	Riserva lorda	Imposte differite	Riserva netta
Valore iniziale al 31.12.2010	121	(46)	75
Variazione di periodo	5	(7)	(2)
Valore al 30.09.2011	126	(53)	73

Relazione sulla Gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	---	------------------------

Per quanto riguarda la variazione della riserva relativa alle partecipazioni disponibili per la vendita si evidenziano i seguenti movimenti:

Riserva su partecipazioni disponibili per la vendita (in milioni di euro)	Riserva lorda	Imposte differite	Riserva netta
Valore iniziale al 31.12.2010	(4)	-	(4)
Variazione di periodo	4	-	4
Valore al 30.09.2011	-	-	-

25. Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza

Ammontano a 61 milioni di euro e riflettono le indennità di fine rapporto e altri benefici maturati a fine periodo a favore del personale dipendente. La valutazione ai fini dello IAS 19 è stata effettuata solo per la passività relativa al trattamento di fine rapporto maturato rimasto in azienda.

La seguente tabella ne illustra le variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	Trattamento di fine rapporto	Fondi di quiescenza	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	51	11	62
Variazioni al 30 settembre 2011:			
- Oneri finanziari	2	-	2
- Utilizzi (-) / Altro	(3)	-	(3)
Totale variazioni (B)	(1)	-	(1)
Totale al 30.09.2011 (A+B)	50	11	61

26. Fondi per imposte differite

Il valore di 480 milioni di euro (504 milioni di euro al 31 dicembre 2010) rappresenta principalmente la fiscalità differita inerente l'applicazione, in sede di transizione agli IFRS, del *fair value* quale costo stimato alle immobilizzazioni.

Nel seguito si riporta la composizione in base alla natura delle differenze temporanee, tenuto conto che per alcune società del Gruppo, ove ne ricorrono i requisiti previsti dallo IAS 12, si è compensata tale posta con i crediti per imposte anticipate.

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Fondi per imposte differite:			
- Differenze di valore delle immobilizzazioni	453	487	(34)
- Applicazione del principio del leasing finanziario (IAS 17)	23	23	-
- Applicazione del principio sugli strumenti finanziari (IAS 39) a patrimonio netto	54	49	5
- Altre imposte differite	12	10	2
Totale fondi per imposte differite (A)	542	569	(27)
Crediti per imposte anticipate portate a compensazione:			
- Fondi rischi tassati	52	52	-
- Perdite fiscali pregresse	4	2	2
- Differenze di valore delle immobilizzazioni	1	5	(4)
- Altre imposte anticipate	5	6	(1)
Totale crediti per imposte anticipate (B)	62	65	(3)
Totale fondi per imposte differite (A-B)	480	504	(24)

27. Fondi per rischi e oneri

La consistenza dei fondi per rischi e oneri destinati alla copertura delle passività potenziali è pari a 896 milioni di euro, in incremento di 73 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

La seguente tabella ne illustra le variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altri movimenti	30.09.2011
Contenzioso fiscale	72	7	(5)	(1)	73
Vertenze, liti e atti negoziali	155	7	(2)	-	160
Oneri per garanzie contrattuali su cessioni di partecipazioni	59	-	-	-	59
Fondi di smantellamento e ripristino siti	369	12	(3)	9	387
Rischi di natura ambientale	49	3	(3)	(1)	48
Altri rischi e oneri	119	23	(26)	53	169
Totale Gruppo	823	52	(39)	60	896

Le variazioni del periodo hanno riguardato:

- gli **accantonamenti**, per 52 milioni di euro, relativi principalmente agli oneri finanziari su fondi di *decommissioning* (12 milioni di euro), al rischio del mancato riconoscimento di cogeneratività su esercizi precedenti di un impianto termoelettrico (6 milioni di euro), all'adeguamento per interessi legali e fiscali di alcuni fondi (6 milioni di euro) e ad alcuni rischi legali e fiscali per il residuo;
- gli **utilizzi**, per 39 milioni di euro, sono riferiti al *reversal* inerente ai costi sostenuti per la ricerca di idrocarburi in Abu Qir (Egitto) già previsti in sede di *Price Purchase Allocation* (16 milioni di euro), alla copertura di oneri sostenuti per il ripristino e lo smantellamento di alcuni siti industriali (6 milioni di euro), alla conclusione di vertenze fiscali (4 milioni di euro) e al rilascio di fondi per rischi per la quota eccedente il relativo onere (3 milioni di euro);
- gli **altri movimenti**, per 60 milioni di euro, sono legati essenzialmente al fabbisogno del periodo di titoli ambientali (52 milioni di euro) e alla revisione di alcuni valori dei costi attesi per smantellamento e ripristino siti (8 milioni di euro), riferibili essenzialmente alla Filiera Energia Elettrica.

Per quanto attiene ai contenuti che hanno comportato l'attuale composizione dei fondi per rischi e oneri, si rimanda a quanto commentato nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011 al paragrafo "Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 30 giugno 2011".

28. Obbligazioni

Il saldo di 1.793 milioni di euro (1.791 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si riferisce alle quote non correnti dei prestiti obbligazionari valutati al costo ammortizzato.

La tabella seguente riepiloga il debito in essere al 30 settembre 2011 e il *fair value* di ogni singolo prestito obbligazionario:

(in milioni di euro)	Quotazione	Valuta	Valore nominale in circolazione	Cedola	Tasso	Scadenza	Valore di bilancio			Fair value
							Quota non corrente	Quota corrente	Totale	
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	700	Annuale posticipata	4,250%	22.07.2014	698	23	721	698
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	500	Annuale posticipata	3,250%	17.03.2015	498	13	511	491
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	600	Annuale posticipata	3,875%	10.11.2017	597	26	623	584
Totale Gruppo			1.800				1.793	62	1.855	1.773

La valutazione a costo ammortizzato delle emissioni obbligazionarie, su una cui quota sono stati stipulati derivati a copertura del rischio di variazione del *fair value* per effetto dell'oscillazione dei tassi d'interesse, è rettificata in applicazione dell'*hedge accounting* per tener conto della variazione del rischio coperto.

29. Debiti e altre passività finanziarie

La composizione di tali debiti è rappresentata dalla seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Debiti verso banche	1.557	891	666
Debiti verso altri finanziatori	47	51	(4)
Totale Gruppo	1.604	942	662

Si segnala che al 30 settembre 2011 Edison Spa ha utilizzato 500 milioni di euro della nuova linea di credito di 700 milioni di euro nominali sottoscritta a giugno 2011; inoltre nel periodo è stata erogata una prima *tranche* di 15 milioni di euro a valere sull'apertura di credito a lungo termine della Banca Europea degli Investimenti (BEI) di 250 milioni di euro. Inoltre, Elpedison Power Sa nel mese di settembre ha acceso un nuovo finanziamento a lungo termine, scadente nel 2013, con il contestuale rimborso del precedente finanziamento a breve termine giunto a scadenza.

Per un'analisi di dettaglio si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" al paragrafo "Rischio di liquidità".

30. Altre passività

Sono pari a 32 milioni di euro e sono rappresentate in larga parte dalla sospensione della plusvalenza realizzata a fronte della cessione, avvenuta nel 2008, del 51% della partecipazione in Dolomiti Edison Energy Srl (società che continua ad essere consolidata integralmente), in considerazione dell'esistenza di accordi di *put & call* esercitabili dalle parti.

31. Passività correnti

La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Obbligazioni	62	528	(466)
Debiti finanziari correnti	1.053	1.073	(20)
Debiti verso fornitori	2.060	2.153	(93)
Debiti per imposte correnti	54	82	(28)
Debiti diversi	551	380	171
Totale passività correnti	3.780	4.216	(436)

In particolare si segnala che:

- le **obbligazioni**, pari a 62 milioni di euro, includono il valore complessivo delle cedole in corso di maturazione al 30 settembre 2011. Si segnala che in data 19 luglio 2011 è stato rimborsato il prestito obbligazionario in scadenza (500 milioni di euro nominali) utilizzando la nuova linea di credito su base *club deal* sottoscritta da Edison Spa nel mese di giugno 2011;
- i **debiti finanziari correnti**, pari a 1.053 milioni di euro, comprendono principalmente:
 - debiti verso banche per 923 milioni di euro, ivi inclusi gli effetti derivanti dalla valutazione a *fair value* di strumenti derivati su tassi d'interesse (15 milioni di euro);
 - debiti verso altri finanziatori per 97 milioni di euro;
 - debiti verso soci terzi di società consolidate per 30 milioni di euro;
 - debiti verso società di *leasing* per 3 milioni di euro;
- i **debiti verso fornitori**, pari a 2.060 milioni di euro, presentano la seguente ripartizione per filiera:

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Filiera Energia Elettrica	1.495	1.583	(88)
Filiera Idrocarburi	682	839	(157)
Corporate e Altri Settori ed Elisioni	(117)	(269)	152
Totale debiti verso fornitori	2.060	2.153	(93)

Sono principalmente inerenti agli acquisti di energia elettrica, gas ed altre *utilities* e a prestazioni ricevute nell'ambito degli interventi di manutenzione degli impianti. La posta comprende anche il *fair value* sui contratti fisici su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading (153 milioni di euro), valore afferente essenzialmente alla Filiera Energia Elettrica;

- i **debiti per imposte correnti**, 54 milioni di euro, si riferiscono ad imposte sul reddito di società del Gruppo per posizioni non incluse nel consolidato fiscale della controllante Transalpina di Energia Srl la cui liquidazione viene effettuata autonomamente dalle società alle stesse assoggettate;

- i **debiti diversi** ammontano a 551 milioni di euro e sono dettagliati nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Debiti :			
- verso azionisti	12	3	9
- verso la controllante nell'ambito del consolidato fiscale	55	17	38
- verso contitolari in ricerche di idrocarburi	160	126	34
- per consulenze e prestazioni diverse	25	32	(7)
- tributari (escluso le imposte correnti)	22	24	(2)
- verso personale dipendente	30	32	(2)
- derivanti dalla valutazione di contratti derivati	148	73	75
- verso Istituti Previdenziali	20	26	(6)
- altri	79	47	32
Totale debiti diversi	551	380	171

32. Passività in dismissione

Ammontano a 4 milioni di euro e comprendono:

- le passività per cui è prevista la dismissione in conseguenza degli accordi sottoscritti e relative a un ramo d'azienda costituito da due centrali termoelettriche;
- l'iscrizione di un residuo fondo per rischi e oneri in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 riguardante una centrale termoelettrica oggetto di cessione nel 2008.

Per un'analisi delle operazioni si rimanda a quanto commentato al capitolo "Informazioni relative all'IFRS 5 (*Disposal Group*)".

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2011 è pari a 4.104 milioni di euro in aumento di 396 milioni di euro rispetto ai 3.708 milioni di euro del 31 dicembre 2010.

La composizione dell'indebitamento finanziario netto è rappresentato in forma semplificata nel seguente prospetto, analogamente a quanto esposto al 31 dicembre 2010:

(in milioni di euro)	Nota	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Obbligazioni - parte non corrente	28	1.793	1.791	2
Finanziamenti bancari non correnti	29	1.557	891	666
Debiti verso altri finanziatori non correnti	29	47	51	(4)
Altre attività finanziarie non correnti ^(*)	19	(77)	(86)	9
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine		3.320	2.647	673
Obbligazioni - parte corrente	31	62	528	(466)
Debiti finanziari correnti	31	1.053	1.073	(20)
Attività finanziarie correnti	22	(71)	(69)	(2)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	22	(261)	(472)	211
Debiti finanziari di attività in dismissione	32	1	1	-
Indebitamento finanziario netto a breve termine		784	1.061	(277)
Totale indebitamento finanziario netto		4.104	3.708	396

^(*) includono i crediti finanziari riferiti alla quota a lungo termine per l'applicazione dell'IFRIC 4.

L'aumento dell'indebitamento finanziario netto (396 milioni di euro) è dovuto essenzialmente all'effetto combinato dei seguenti fattori:

- esborsi legati agli investimenti del periodo (406 milioni di euro);
- anticipi netti versati per l'attivazione di clausole di *take or pay* in ambito contratti acquisto gas naturale (133 milioni di euro);
- pagamento delle imposte (144 milioni di euro).

Tutti questi effetti, oltre ad un incremento del capitale circolante operativo (455 milioni di euro) legato in parte ai tempi di incasso anche in relazione al cambiamento del *mix* di clientela e allo sviluppo delle attività estere, sono stati solo parzialmente compensati dal flusso di cassa operativo del periodo.

Nell'indebitamento finanziario netto sono compresi per 181 milioni di euro i rapporti verso parti rilevanti, di cui 137 milioni di euro nei confronti di Mediobanca, 30 milioni di euro verso SEL Spa e 14 milioni di euro nei confronti di Banca Popolare di Milano.

Inoltre i "Debiti finanziari correnti" comprendono per 15 milioni di euro quelli verso società del Gruppo non consolidate.

INFORMAZIONI RELATIVE ALL'IFRS 5 (*DISPOSAL GROUP*)

Con riferimento alle centrali termoelettriche di Taranto si segnala che il 10 ottobre 2011, previa autorizzazione delle Autorità Antitrust competenti, si è perfezionata l'operazione di cessione. A seguito di tale perfezionamento la situazione al 30 settembre 2011 recepisce, rispetto alle svalutazioni effettuate al 30 giugno 2011, un *reversal* di circa 8 milioni di euro iscritto alla voce "Risultato netto da attività in dismissione".

Sono inoltre iscritti nei *Disposal Group*:

- i costi residui e gli effetti fiscali conseguenti la sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 con cui sono stati disconosciuti a Edison Spa alcuni benefici tariffari di competenza di anni precedenti;
- il valore residuo di una concessione di distribuzione di gas naturale scaduta nel corso del periodo.

IMPEGNI E RISCHI POTENZIALI

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010	Variazioni
Garanzie personali prestate	1.339	1.379	(40)
Garanzie reali prestate	1.379	1.390	(11)
Altri impegni e rischi	433	580	(147)
Totale Gruppo	3.151	3.349	(198)

Il valore delle **garanzie personali prestate**, pari a 1.339 milioni di euro, è determinato sulla base dell'ammontare potenziale dell'impegno non attualizzato alla data di bilancio e comprende, tra l'altro, per 113 milioni di euro, le garanzie rilasciate a favore dell'Agenzia delle Entrate nell'interesse di società controllate per la compensazione del credito IVA e per la cessione infragruppo di crediti d'imposta, che si sono ridotte nel periodo per 37 milioni di euro. L'importo residuo si riferisce essenzialmente a garanzie rilasciate dalla capogruppo nell'interesse di società controllate e collegate per adempimenti di natura contrattuale. Alla riduzione del periodo contribuisce anche la cancellazione di alcune garanzie a favore della controllata greca, a seguito dell'avvio delle attività della centrale termoelettrica di Thisvi. A seguito della rinegoziazione effettuata a settembre 2011 del finanziamento della società partecipata Elpedison Power Sa, sono state estinte garanzie per 40 milioni di euro e ne sono state rilasciate di nuove per 20 milioni di euro.

Il valore delle **garanzie reali**, pari a 1.379 milioni di euro, rappresenta il valore alla data di bilancio del bene o del diritto dato a garanzia. Comprendono garanzie reali per debiti iscritti in bilancio, tra cui il pegno sulle azioni Edipower Spa (1.100 milioni di euro) costituito a favore di un *pool* di banche a fronte del finanziamento concesso.

Le ulteriori garanzie reali prestate per debiti iscritti in bilancio si riferiscono essenzialmente a ipoteche e privilegi iscritti su impianti della Filiera Energia Elettrica a fronte di finanziamenti erogati e ammontano a 279 milioni di euro, di cui 37 milioni di euro relativi ad ipoteche in attesa di cancellazione per finanziamenti già rimborsati.

Gli **altri impegni e rischi** sono pari a 433 milioni di euro e comprendono essenzialmente gli impegni assunti per il completamento degli investimenti in corso in Italia e all'estero. Con riferimento ai contratti di importazione di gas naturale a lungo termine, per i quali le clausole di *take or pay* prevedono l'obbligo per il compratore di pagare il quantitativo non ritirato rispetto a una soglia prefissata qualora i mancati prelievi siano dovuti a cause non previste nel contratto, a fine periodo risultano iscritti anticipi per complessivi 224 milioni di euro, di cui 182 milioni di euro riferiti ad attività non correnti; gli impegni iscritti al 31 dicembre 2010 per un importo di 140 milioni di euro risultano azzerati in quanto interamente liquidati nel periodo. L'aggiornamento dei profili di rischio e la recuperabilità economica sono verificati periodicamente nel corso dell'anno.

Impegni e rischi non valorizzati

Per quanto riguarda i principali impegni e rischi non riflessi in quanto sopra esposto nel corso del terzo trimestre 2011 non si segnalano variazioni significative rispetto a quanto commentato nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011, alla quale si rimanda per una più completa ed esaustiva informativa.

In particolare si evidenzia che nella **Filiera Idrocarburi** sono in essere contratti di lungo termine per le importazioni di idrocarburi da Russia, Libia, Norvegia, Algeria e Qatar.

Con particolare riferimento al contratto d'importazione del gas naturale proveniente dalla Libia attraverso il gasdotto *Green Stream*, si segnala che a partire dal 22 febbraio 2011 tale fornitura si è interrotta a seguito delle note vicende internazionali.

La seguente tabella fornisce il dettaglio temporale delle forniture del gas naturale in base ai ritiri minimi contrattuali:

		entro 1 anno	da 2 a 5 anni	oltre 5 anni	Totale
Gas naturale	Miliardi di mc	13,7	67,4	163,8	244,9

Aggiornamento dello stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso rispetto alla Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011

Nel seguito sono commentate le **evoluzioni intercorse nel terzo trimestre 2011** riguardo le principali vertenze giudiziarie e fiscali in essere sulla base delle informazioni ad oggi disponibili separatamente per Edison Spa e per le altre società del Gruppo; per una visione complessiva di esse si rimanda a quanto ampiamente riportato nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011.

Per quanto riguarda le vertenze giudiziarie, l'unico aggiornamento del trimestre riguarda le vertenze che possono dare luogo a passività probabili per le quali sussistono fondi rischi a bilancio e in particolare la seguente vertenza in capo ad Edison Spa:

A) Edison Spa

Commissione Europea – Procedura *antitrust* relativa ad Ausimont

Con atto depositato il 1° settembre e pervenuto alla Società il successivo 8 settembre, la Commissione Europea ha proposto ricorso alla Corte di giustizia dell'Unione Europea contro la sentenza pubblicata il 16 giugno 2011, con la quale il Tribunale dell'Unione Europea aveva accolto il ricorso presentato da Edison e, per l'effetto, annullato la decisione con la quale la Commissione Europea, assumendo un'infrazione dell'art. 81 del Trattato CE e 53 dell'Accordo SEE in relazione a un cartello nel mercato del perossido di idrogeno e suoi derivati, perborato di sodio e percarbonato di sodio, aveva comminato a Edison un'ammenda di 58,1 milioni di euro, di cui 25,6 milioni di euro in solido con Solvay Solexis. La Società, che nel corso del 2006 aveva provveduto a pagare in via provvisoria 45,4 milioni di euro, pari alla somma dell'intero importo dell'ammenda interamente a suo carico e a metà della

sanzione comminata in solido con Solvay Solexis, ha frattanto ottenuto dalla Commissione, per effetto della predetta sentenza del Tribunale, la restituzione di 32,5 milioni di euro, pari alla quota di ammenda ad essa riferibile in via esclusiva.

L'iniziativa assunta dalla Commissione conferma la natura di attività potenziale ai sensi dello IAS 37 degli effetti della predetta pronuncia del Tribunale.

* * * * *

In merito allo stato dei principali contenziosi fiscali si segnalano i seguenti sviluppi avvenuti nel corso del terzo trimestre 2011:

Edison Energia Spa - Accertamento IVA Doganale anni 2001, 2002 e 2003 EDF Energia Italia Srl

A seguito della decisione sfavorevole alla società emessa nel novembre 2010 dalla Commissione Tributaria Regionale di Milano, la società ha provveduto al pagamento, in via provvisoria in pendenza di giudizio, delle maggiori imposte ed interessi risultanti dovuti. I relativi oneri sono stati sostenuti da EDF International Sa in virtù delle garanzie contrattuali esistenti.

La società ha presentato ricorso per Cassazione chiedendo la riforma della decisione della Commissione Tributaria Regionale e l'accoglimento delle proprie istanze.

Edison Spa - Accertamento imposte di registro 2008

A seguito della decisione favorevole alla società emessa nel giugno 2011 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano, che ha annullato l'avviso di liquidazione per imposte proporzionali di registro, ipotecarie e catastali di circa 11 milioni di euro, l'Agenzia delle Entrate non ha ad oggi presentato appello.

Edison Spa ed Edison Trading Spa – Verifica generale della Guardia di Finanza

Al termine del mese di maggio si è conclusa la verifica generale, aperta nello scorso settembre dal Nucleo di Polizia Tributaria Milano ai fini delle imposte dirette, dell'IRAP e dell'IVA per gli anni d'imposta dal 2005 al 2010 (sino alla data di inizio delle operazioni di verifica) nei confronti di Edison Spa. I rilievi formalizzati sono relativi per la parte sostanziale ad alcune segnalazioni per costi sostenuti con fornitori svizzeri, considerati *black list*, in relazione ai quali la Guardia di Finanza, pur riconoscendo l'effettività e l'inerenza dei costi stessi, non ha ritenuto sufficienti le argomentazioni per ora addotte a supporto dell'economicità delle operazioni concluse, rinviando all'ulteriore analisi da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Nel mese di giugno 2011 sono invece riprese le operazioni di verifica iniziate nel settembre 2010 dallo stesso Nucleo della Guardia di Finanza nei confronti di Edison Trading Spa ai fini delle imposte dirette, dell'IRAP e dell'IVA per gli anni d'imposta dal 2006 al 2010 (sino alla data di inizio delle operazioni di verifica).

Tali operazioni si sono concluse all'inizio del mese di agosto con la notifica del PVC nel quale sono stati formulati essenzialmente due rilievi per i vari anni oggetto di verifica: il primo ai fini delle

imposte dirette e dell'IRAP per cui sono stati segnalati alcuni costi, comunque riconosciuti effettivi e inerenti, ma sostenuti con fornitori considerati *black list* e quindi soggetti ad ulteriori analisi da parte dell'Agenzia delle Entrate. Il secondo è invece ai fini IVA e riprende analogo rilievo già formulato nella verifica per l'anno 2005 dalla Direzione Regionale, con il quale si eccipe la sussistenza di una presunta permuta in relazione al trasferimento dei certificati verdi ad Edipower per l'assolvimento dell'obbligo annuale nell'ambito del contratto di *tolling*.

Edison Trading Spa – Accertamenti IRES, IRAP ed IVA anno di imposta 2005

In data 25 ottobre 2011 la Commissione Tributaria Provinciale di Milano, dopo aver sospeso con ordinanza la riscossione del pagamento in pendenza di giudizio dell'IVA oggetto dell'accertamento in contenzioso, ha trattato in pubblica udienza nel merito il ricorso presentato dalla Società. Si è in attesa del deposito della decisione.

Edipower Spa – Accertamento IVA su accisa 2005 e IRES-IRAP 2005

Nel mese di dicembre 2010 l'Agenzia delle Entrate ha notificato un avviso di accertamento in materia di IVA su accisa per l'anno 2005, fattispecie già oggetto dell'accertamento relativo al 2004, e per il recupero di IRES e IRAP relative al 2005. L'ammontare complessivo richiesto a titolo di sanzioni e imposte è pari a 3,5 milioni di euro (circa 2 milioni di euro in quota Edison). Avverso tale atto Edipower ha depositato istanza di accertamento con adesione, ma l'Agenzia delle Entrate non ha ritenuto di accogliere le richieste della società. Di conseguenza, nel mese di maggio 2011 Edipower ha presentato ricorso chiedendo alla Commissione adita il totale annullamento dell'atto. Non è ancora stata notificata la fissazione dell'udienza.

Nel mese di settembre 2011 Equitalia ha notificato una cartella esattoriale per il recupero di un terzo dell'IVA e dell'IRAP accertate; avverso tale atto la Commissione Tributaria di Milano in data 25 ottobre 2011 ha accolto l'istanza di sospensione al pagamento. L'udienza per la discussione del merito è stata fissata per il 13 marzo 2012.

Nei primissimi giorni di ottobre 2011 l'Agenzia delle Entrate ha notificato un provvedimento di autotutela parziale dell'accertamento in oggetto con il quale accetta alcune tesi difensive di Edipower e riduce sensibilmente il recupero di IRES e IRAP relative al 2005.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DEL GRUPPO

In questo capitolo sono sinteticamente riprese le politiche e i principi del gruppo Edison per la gestione e il controllo del rischio prezzo *commodity*, legato alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche e dei titoli ambientali (crediti di emissione CO₂, certificati verdi, certificati bianchi), e degli altri rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio tasso di cambio, rischio tasso di interesse, rischio di credito, rischio di liquidità). Per una descrizione più completa di tali aspetti si rimanda al Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010.

In accordo con l'IFRS 7, i paragrafi che seguono presentano informazioni sulla natura dei rischi risultanti da strumenti finanziari basate su *sensitivity* di carattere contabile o di gestione.

1. Rischio prezzo delle *commodity* e tasso di cambio connesso all'attività in *commodity*

In linea con le *Energy Risk Policy*, il gruppo Edison gestisce tale rischio all'interno del limite di Capitale Economico - misurato tramite il *Profit at Risk* (PaR¹) - approvato dal Consiglio di Amministrazione per il Portafoglio Industriale, che comprende l'attività di copertura dei contratti di acquisto/vendita di *commodity* nonché della produzione e degli *asset*. Il Capitale Economico rappresenta il capitale di rischio, espresso in milioni di euro, allocato per coprire i rischi di mercato.

Per i contratti derivati di copertura del Portafoglio Industriale, in parte qualificati come tali ai sensi dello IAS 39 (*Cash Flow Hedge*) e in parte secondo una prospettiva di *Economic Hedge*, viene effettuata una simulazione ai fini di misurare il potenziale impatto che le oscillazioni dei prezzi di mercato del sottostante hanno sul *fair value* dei derivati in essere.

Si ricorda che il mercato *forward* dell'energia elettrica in Italia non soddisfa ancora i requisiti previsti dagli IFRS per essere qualificato come un mercato attivo. Infatti, sia i mercati *Over The Counter* (OTC) gestiti da società di *brokeraggio* (es. TFS), sia i mercati gestiti da Borsa Italiana (IDEX) e del Gestore dei Mercati Energetici (MTE) sono caratterizzati da un insufficiente grado di liquidità, in particolare per i prodotti *peak* e *off-peak*, nonché in generale per scadenze superiori all'anno.

Le informazioni sui prezzi di mercato fornite da tali mercati sono quindi considerate quale *input* del modello di valutazione interno utilizzato per valorizzare il *fair value* dei suddetti prodotti.

Nella tabella seguente è riportato il massimo scostamento negativo atteso, che risulta essere pari a 46,5 milioni di euro (74,8 milioni di euro al 30 settembre 2010), sul *fair value* dei derivati finanziari in essere, sull'orizzonte temporale dell'esercizio in corso con una probabilità del 97,5%, rispetto al *fair value* determinato al 30 settembre 2011. In altri termini, rispetto al *fair value* determinato al 30 settembre 2011 sui contratti derivati di copertura in essere, la probabilità di scostamento negativo maggiore di 46,5 milioni di euro entro la fine dell'esercizio 2011 è limitata al 2,5% degli scenari.

¹ *Profit at Risk*: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del margine atteso in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, con un dato orizzonte temporale e intervallo di confidenza.

Relazione sulla Gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	---	------------------------

Profit at Risk (PaR)	9 mesi 2011		9 mesi 2010	
	Livello di probabilità	Scostamento negativo atteso di fair value (in milioni di euro)	Livello di probabilità	Scostamento negativo atteso di fair value (in milioni di euro)
Gruppo Edison	97,5%	46,5	97,5%	74,8

Si ricorda che il corrispondente valore al 31 dicembre 2010 era di 178,5 milioni di euro.

La diminuzione rispetto al livello misurato al 30 settembre 2010 è attribuibile essenzialmente a un minor volume di contratti in vendita a prezzo fisso della campagna elettrica 2012 rispetto a quelli negoziati alla stessa data nella campagna vendite 2011. Ne segue una riduzione dei volumi di contratti finanziari posti in essere a copertura della campagna stessa.

L'attività di *hedging* effettuata nel corso del periodo ha permesso di rispettare gli obiettivi di *risk management* di Gruppo, riducendo il profilo di rischio prezzo *commodity* del Portafoglio Industriale all'interno del limite di Capitale Economico approvato. Senza derivati di copertura, l'assorbimento medio di Capitale Economico del Portafoglio Industriale nel corso dei primi nove mesi del 2011 è stato pari al 124% del limite approvato, con un massimo del 198% a gennaio 2011 (e un superamento medio del limite nel periodo pari al 44%). Con le attività di copertura effettuate l'assorbimento medio di Capitale Economico del Portafoglio Industriale nel corso dei primi nove mesi del 2011 è stato pari al 41%, con un massimo del 69% a febbraio 2011.

All'interno delle attività caratteristiche del gruppo Edison sono state approvate anche attività di trading fisico e finanziario su *commodity*; tali attività sono consentite nel rispetto delle apposite procedure e devono essere segregate ex ante in appositi Portafogli di Trading, separati rispetto al Portafoglio Industriale. I Portafogli di Trading sono monitorati tramite stringenti limiti di rischio il cui rispetto viene verificato da una struttura organizzativa indipendente da chi esegue le operazioni. Il limite di *Value at Risk* (VaR²) giornaliero con un livello di probabilità al 95% sui Portafogli di Trading alla data di bilancio è pari a 3,7 milioni di euro, con un limite di *stop loss* pari a 19,3 milioni di euro. Il limite di VaR risulta utilizzato per il 40% al 30 settembre 2011 e mediamente per il 32% nel periodo.

In analogia a quanto avviene per il Portafoglio Industriale, anche al complesso dei Portafogli di Trading viene allocato un Capitale Economico, che rappresenta il capitale di rischio totale a supporto dei rischi di mercato per le attività di trading. In questo caso, il limite di Capitale Economico tiene conto del capitale di rischio associato al VaR dei portafogli e del capitale di rischio stimato tramite *stress test* per eventuali posizioni non liquide. Il limite di Capitale Economico per il complesso dei Portafogli di Trading è di 57,8 milioni di euro; tale limite risulta utilizzato per il 42% al 30 settembre 2011 e mediamente per il 33% nel periodo. Tale misura, così come l'utilizzo di VaR, tiene conto anche dei trasferimenti di energia elettrica da *asset* fisici, il cui impatto a bilancio è monitorato con ulteriori limiti ad hoc.

² *Value at Risk*: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del *fair value* del portafoglio in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, con un dato orizzonte temporale e intervallo di confidenza.

2. Rischio di cambio

Il rischio di tasso di cambio deriva dal fatto che le attività del gruppo Edison sono parzialmente condotte in valute diverse dall'euro o sono legate alle variazioni di tasso di cambio attraverso formule di indicizzazione. Ricavi e costi denominati in valuta possono essere influenzati dalle fluttuazioni del tasso di cambio con impatto sui margini commerciali (rischio economico), così come i debiti e i crediti commerciali e finanziari denominati in valuta possono essere impattati dai tassi di conversione utilizzati, con effetto sul risultato economico (rischio transattivo). Infine, le fluttuazioni dei tassi di cambio si riflettono anche sui risultati consolidati e sul patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante poiché i bilanci di alcune società partecipate sono redatti in valuta diversa dall'euro e successivamente convertiti in euro (rischio traslativo).

La politica di Edison di gestione del rischio di tasso di cambio è quella di minimizzare l'esposizione al rischio economico e al rischio transattivo legato all'attività in *commodity* (al riguardo si veda il paragrafo precedente). Sempre con riferimento al rischio transattivo il Gruppo risulta esposto al rischio di cambio su alcuni flussi in valuta (essenzialmente USD) per quanto concerne gli investimenti di sviluppo ed esplorazione all'estero nel settore idrocarburi e, per valori contenuti, per l'acquisto di macchinari. Infine, per quanto concerne il rischio traslativo, il Gruppo ne risulta marginalmente esposto, in particolare con riferimento alla conversione dei bilanci di talune controllate estere: generalmente le controllate estere hanno una sostanziale convergenza tra le valute di fatturazione attiva e quelle di fatturazione passiva.

3. Rischio di tasso d'interesse

Il gruppo Edison, esposto alle fluttuazioni del tasso d'interesse per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento, valuta regolarmente la propria esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse e la gestisce attraverso l'utilizzo di strumenti finanziari derivati di copertura, in parte qualificati come tali ai sensi dello IAS 39 (*Cash Flow Hedge* e *Fair Value Hedge*), in parte secondo una prospettiva di *Economic Hedge*. Il tasso di interesse cui il Gruppo è maggiormente esposto è l'*Euribor*.

<i>Indebitamento Finanziario Lordo</i>	30.09.2011			31.12.2010		
	senza derivati	con derivati	% con derivati	senza derivati	con derivati	% con derivati
<i>Composizione tasso fisso e tasso variabile:</i> (in milioni di euro)						
- a tasso fisso (incluso strutture con CAP)	1.856	1.429	32%	1.863	1.490	34%
- a tasso variabile	2.657	3.084	68%	2.472	2.845	66%
Totale indebitamento finanziario lordo	4.513	4.513	100%	4.335	4.335	100%

La strategia perseguita dal gruppo Edison negli ultimi due esercizi è di detenere strumenti finanziari di lungo termine a tasso fisso affiancati da operazioni di copertura in derivati al fine di beneficiare nel breve del minor costo del tasso variabile rispetto al costo del tasso fisso con un risparmio in oneri finanziari e, nel contempo, di cautelarsi da possibili futuri incrementi dei tassi d'interesse.

Si segnala che nei primi nove mesi del 2011 non sono state poste in essere operazioni finanziarie che hanno comportato una variazione significativa dell'esposizione del Gruppo al rischio di tasso d'interesse.

Di seguito si riporta una *sensitivity analysis* che illustra gli effetti determinati, rispettivamente sul conto economico e sul patrimonio netto, da un'ipotetica traslazione delle curve di +50 o di -50 *basis point* rispetto ai tassi effettivamente applicati nel corso dei primi nove mesi del 2011, confrontata con i corrispondenti dati comparativi del 2010.

Sensitivity analysis (in milioni di euro)	9 mesi 2011			30.09.2011		
	effetto sugli oneri finanziari (C.E.)			effetto sulla riserva di Cash Flow Hedge (P.N.)		
	+50 bps	base	-50 bps	+50 bps	base	-50 bps
Gruppo Edison	109	97	85	(3)	(3)	(3)

Sensitivity analysis (in milioni di euro)	9 mesi 2010			31.12.2010		
	effetto sugli oneri finanziari (C.E.)			effetto sulla riserva di Cash Flow Hedge (P.N.)		
	+50 bps	base	-50 bps	+50 bps	base	-50 bps
Gruppo Edison	117	99	96	(9)	(11)	(12)

4. Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione del gruppo Edison a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti sia commerciali che finanziarie.

Al fine di controllare tale rischio, la cui gestione operativa è demandata specificatamente alla funzione di Credit Management allocata centralmente nella Direzione Finanza, il Gruppo ha implementato procedure e azioni per la valutazione del *credit standing* della clientela, anche attraverso opportune griglie di *scoring*, per il monitoraggio dei relativi flussi di incassi attesi e le eventuali azioni di recupero.

Il gruppo Edison ha in corso operazioni di cessione di crediti commerciali "pro-soluto" su base *revolving* mensile e trimestrale.

Nel corso dei primi nove mesi del 2011 sono state effettuate cessioni di crediti "pro-soluto" per un valore complessivo di 3.696 milioni di euro. L'ammontare dei crediti oggetto di tali cessioni che al 30 settembre 2011 sono ancora assoggettati ad un rischio di *recourse* è inferiore al milione di euro.

Nella scelta delle controparti per la gestione di risorse finanziarie temporaneamente in eccesso e nella stipula di contratti di copertura finanziaria (strumenti derivati) il Gruppo ricorre solo a interlocutori di elevato *standing* creditizio. Al riguardo si segnala che al 30 settembre 2011 non si evidenziano significative esposizioni a rischi connessi ad un eventuale deterioramento del quadro finanziario complessivo.

Di seguito si riporta un quadro di sintesi dei crediti commerciali lordi, dei relativi fondi svalutazione crediti e delle garanzie in portafoglio a fronte degli stessi. Al 30 settembre 2011 la variazione in aumento rispetto al valore dei crediti esistenti al 31 dicembre 2010 è principalmente legata ai tempi di

Relazione sulla Gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	---	------------------------

incasso anche in relazione al cambiamento del *mix* di clientela (in particolare nei segmenti Residenziale e Microbusiness), allo sviluppo delle attività estere e alle vendite verso la Pubblica Amministrazione.

(in milioni di euro)	30.09.2011	31.12.2010
Crediti commerciali lordi	2.846	2.508
Fondo svalutazione crediti (-)	(135)	(133)
Crediti commerciali	2.711	2.375
Garanzie in portafoglio	784	692
Crediti scaduti da 9 a 12 mesi	39	28
Crediti scaduti oltre i 12 mesi	221	141

5. Rischio di liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. La tabella che segue rappresenta il *worst case scenario*, mostrando le uscite di cassa nominali future riferite alle passività, comprensive, oltre alla quota capitale ed ai ratei maturati, anche di tutti gli interessi futuri, stimati per l'intera durata del debito sottostante, tenendo altresì conto dei contratti derivati sui tassi di interesse. Ne deriva dunque una rappresentazione delle passività complessive che determina un valore maggiore rispetto al dato dell'indebitamento finanziario lordo utilizzato per definire l'indebitamento finanziario netto di Gruppo. Inoltre le attività (siano esse la liquidità, i crediti commerciali, ecc.) non sono prese in considerazione, ed i finanziamenti sono fatti scadere a vista, se si tratta di linee a revoca, ed in caso contrario sulla base della prima scadenza in cui possono essere chiesti a rimborso.

Worst case scenario (in milioni di euro)	30.09.2011			31.12.2010		
	da 1 a 3 mesi	oltre 3 mesi e fino a 1 anno	oltre 1 anno	da 1 a 3 mesi	oltre 3 mesi e fino a 1 anno	oltre 1 anno
Obbligazioni	23	46	2.048	18	558	2.094
Debiti e altre passività finanziarie	801	141	1.534	30	769	991
Debiti verso fornitori	1.981	79	-	2.077	76	-
Totale	2.805	266	3.582	2.125	1.403	3.085
Garanzie personali prestate a terzi ^(*)	537	379	423	586	327	466

^(*) Tali garanzie, essenzialmente di natura commerciale collegate all'attività caratteristica, sono state indicate in base alla residua scadenza contrattuale.

Per un'analisi di dettaglio di tali garanzie si rimanda al capitolo "Impegni e rischi potenziali".

L'obiettivo strategico del Gruppo è stato di minimizzare l'impatto delle scadenze del debito finanziario attraverso il mantenimento di linee di credito disponibili e di liquidità, il tempestivo avvio delle negoziazioni sui finanziamenti in corso di maturazione nonché l'eventuale emissione di prestiti obbligazionari.

In questa prospettiva nel corso del periodo il Gruppo ha consolidato le scadenze del debito. Anzitutto il prestito obbligazionario, emesso nel 2004 per 500 milioni di euro a tasso variabile e scaduto il 19 luglio 2011, è stato rimborsato e sostituito con debito bancario di durata superiore all'anno. Si ricorda

infatti che nel mese di giugno 2011 Edison Spa aveva sottoscritto una nuova linea di credito di 700 milioni di euro nominali su base *club deal*, con durata massima di 18 mesi meno un giorno, principalmente destinata al rifinanziamento dell'emissione obbligazionaria sopra ricordata; tale linea è utilizzata al 30 settembre 2011 per 500 milioni di euro.

Nella stessa direzione si è mossa la rinegoziazione del finanziamento della società partecipata Elpedison Power Sa, scaduto il 30 settembre 2011, che è stato rinnovato allungandone la scadenza al 30 settembre 2013.

L'indebitamento finanziario in scadenza entro il prossimo trimestre, pari a 824 milioni di euro, è principalmente costituito:

- dal prestito sindacato di Edipower Spa, attualmente in essere per un valore in linea capitale di 1.100 milioni di euro (550 milioni di euro in quota Edison), in scadenza al 30 dicembre 2011;
- da linee di credito *uncommitted* Edison per 220 milioni di euro, utilizzate per il fabbisogno di cassa corrente, il cui valore è di poco inferiore alle disponibilità liquide del Gruppo, pari a 261 milioni di euro.

Si segnala infine che il Gruppo, oltre che sulla liquidità summenzionata, può contare su linee di credito *committed* non utilizzate per 958 milioni di euro riconducibili essenzialmente al finanziamento sindacato *stand-by* di 1.500 milioni di euro con scadenza nel 2013 (utilizzato al 30 settembre 2011 per 850 milioni di euro), al nuovo finanziamento di 700 milioni di euro su base *club deal*, in scadenza a dicembre 2012 (utilizzato al 30 settembre 2011 per 500 milioni di euro) e per 100 milioni di euro (in quota Edison) ad Edipower Spa.

6. Rischio di *default* e *covenant* sul debito

Il rischio in esame attiene alla possibilità che i contratti di finanziamento o i regolamenti dei prestiti obbligazionari, di cui le società del Gruppo sono parti, contengano disposizioni che legittimano le controparti, siano essi banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate, generando conseguentemente un rischio di liquidità (si veda anche il paragrafo precedente "Rischio di liquidità").

Il 19 luglio 2011 è stato rimborsato il prestito obbligazionario per 500 milioni di euro nominali, pertanto al 30 settembre 2011 il Gruppo ha in essere i seguenti tre prestiti obbligazionari (*Euro Medium Term Notes*) per complessivi 1.800 milioni di euro nominali:

Descrizione	Emittente	Mercato di quotazione	Codice ISIN	Durata (anni)	Scadenza	Valore nominale (in milioni di euro)	Cedola	Tasso Attuale
EMTN 07/2009	Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	XS0441402681	5	22.07.2014	700	Fissa, annuale	4,250%
EMTN 03/2010	Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	XS0495756537	5	17.03.2015	500	Fissa, annuale	3,250%
EMTN 11/2010	Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	XS0557897203	7	10.11.2017	600	Fissa, annuale	3,875%

Inoltre, il Gruppo ha in essere contratti di finanziamento non sindacati per complessivi 970 milioni di euro e contratti di finanziamento sindacati per complessivi 2.228 milioni di euro, di cui 958 milioni di euro non utilizzati al 30 settembre 2011, riconducibili alla linea di credito sindacata di 1.500 milioni di euro, alla nuova linea su base *club deal* di 700 milioni di euro (sottoscritta a giugno 2011) e alle linee *revolving* concesse a società del Gruppo, in particolare quella concessa a Edipower Spa (100 milioni di euro in quota Edison).

Tali contratti di finanziamento, in linea con la prassi di mercato, contengono diversi impegni a carico del debitore: tra questi, l'obbligo di riservare alle banche finanziatrici un trattamento analogo a quello spettante agli altri creditori non garantiti (*pari passu*), oppure il divieto di concedere garanzie reali a nuovi finanziatori (*negative pledge*), al di fuori di alcune eccezioni previste. Nello stesso senso si muove la nuova linea di credito su base *club deal* concessa a Edison Spa per un ammontare pari a 700 milioni di euro (ed utilizzata al 30 settembre 2011 per 500 milioni di euro) in cui le previsioni contrattuali sono sostanzialmente in linea con quelle contenute negli altri contratti di finanziamento, prima fra tutti la linea sindacata di 1.500 milioni di euro. Anche questo nuovo contratto, commentato nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011, non prevede obblighi circa il rispetto di indicatori di bilancio (*covenants finanziari*), né effetti prodotti da eventuali variazioni del *rating* assegnato dalle Agenzie (*rating triggers*).

Inoltre si ricorda che la linea diretta a medio-lungo termine della Banca Europea degli Investimenti (BEI) per 250 milioni di euro destinata al finanziamento dei progetti di stoccaggio è stata utilizzata nel corso del trimestre per 15 milioni di euro. Tale linea è soggetta, oltre alle clausole usuali nei finanziamenti diretti a lungo termine, anche alle limitazioni nell'utilizzo che la BEI prevede per i finanziamenti di scopo alle imprese industriali.

Per una visione più complessiva delle operazioni in essere e dei relativi regolamenti, nonché agli obblighi ad esse associati, si rimanda a quanto ampiamente commentato nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010 e nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011.

Allo stato attuale, il Gruppo non è a conoscenza dell'esistenza di alcuna situazione di *default*.

Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

Operazioni a termine e strumenti derivati

Il gruppo Edison svolge un'attività di trading proprietario fisico e finanziario su *commodity* energetiche, attività disciplinata da apposite *Energy Risk Policy*. Per tale attività sono state definite la struttura di controllo dei rischi associati e le linee guida con procedure specifiche; questa attività è considerata dal Gruppo attività caratteristica e i risultati che ne derivano sono iscritti a conto economico nel margine operativo lordo. Si ricorda che il Gruppo, ove possibile, applica l'*hedge accounting*, verificandone la rispondenza ai requisiti di *compliance* con il principio IAS 39.

Le operazioni a termine e gli strumenti derivati sono così classificabili:

- 1) strumenti derivati definibili di copertura ai sensi dello IAS 39: in tale fattispecie sono incluse sia le operazioni poste in essere a copertura dell'oscillazione di flussi finanziari (*Cash Flow Hedge* - CFH) sia quelle a copertura del *fair value* dell'elemento coperto (*Fair Value Hedge* - FVH);
- 2) operazioni a termine e strumenti derivati non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39, si dividono fra:
 - a. gestione del rischio su tassi d'interesse e di cambio e su *commodity* energetiche: per tutti gli strumenti derivati rispondenti ai requisiti di *compliance* con le politiche aziendali di gestione del rischio, il risultato maturato e il valore prospettico sono stati ricompresi nel margine operativo lordo se relativi all'attività inerente il Portafoglio Industriale, tra i proventi e oneri finanziari se relativi a operazioni di natura finanziaria;
 - b. Portafogli di Trading: come indicato in precedenza includono contratti sia fisici che finanziari su *commodity* energetiche; per queste operazioni sia il risultato maturato sia il valore prospettico sono iscritti nel margine operativo lordo.

Gerarchia del *Fair Value* secondo l'IFRS 7

L'IFRS 7 richiede che la classificazione degli strumenti finanziari al *fair value* sia determinata in base alla qualità delle fonti degli *input* usati nella valutazione del *fair value*.

La classificazione secondo l'IFRS 7 comporta la seguente gerarchia:

- **Livello 1**: determinazione del *fair value* in base a prezzi quotati (*unadjusted*) in mercati attivi per identici *assets* o *liabilities*. Rientrano in questa categoria gli strumenti con cui il gruppo Edison opera direttamente in mercati attivi (es. *future*);
- **Livello 2**: determinazione del *fair value* in base a *input* diversi da prezzi quotati inclusi nel "Livello 1" ma che sono osservabili direttamente o indirettamente (es. *forward* o *swap* riferiti a mercati *future*);
- **Livello 3**: determinazione del *fair value* in base a modelli di valutazione i cui *input* non sono basati su dati di mercato osservabili (*unobservable inputs*). Al momento risultano presenti due categorie di strumenti che rientrano in questa categoria. Rispetto al 30 giugno 2011 sono state riclassificate dal "Livello 3" al "Livello 2" due categorie di strumenti in quanto risultano ora presenti quotazioni fornite da un *provider* esterno. La riclassifica è di importo non significativo.

Si precisa che la valutazione degli strumenti finanziari può comportare una significativa discrezionalità ancorché Edison utilizzi, qualora disponibili, prezzi quotati in mercati attivi come migliore stima del *fair value* di tutti gli strumenti derivati.

Effetti economici e patrimoniali delle attività in derivati e di trading nei primi nove mesi del 2011

La *disclosure* che segue evidenzia l'analisi dei risultati economici al 30 settembre 2011 dell'attività in derivati e dell'attività di trading, in cui sono anche inclusi gli effetti dei contratti fisici su *commodity* energetiche.

(in milioni di euro)	Realizzati nel periodo	Fair Value stanziato sui contratti in essere al 31.12.2010	di cui di (B) già realizzati nel periodo	Fair Value stanziato sui contratti in essere al 30.09.2011	Variazione Fair Value del periodo	Valori iscritti a Conto Economico
	(A)	(B)	(B1)	(C)	(D)=(C-B)	(A+D)
Ricavi di vendita e Altri ricavi e proventi (Rif. Nota 1 e 2 Conto Economico)						
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) ^(**)	144	-	-	8	8	152
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	60	1	1	45	44	104
Gestione del rischio cambio su commodity						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH)	-	-	-	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	5	2	1	2	-	5
Margine attività di trading fisico						
- Ricavi da Contratti fisici inclusi nei Portafogli di Trading ^(***)	2.659	117	79	181	64	2.723
- Consumi da Contratti fisici inclusi nei Portafogli di Trading ^{(***)(&)}	(2.632)	(96)	(59)	(161)	(65)	(2.697)
<i>Totale margine attività di trading fisico</i>	27	21	20	20	(1)	26
Totale (A)	236	24	22	75	51	287
Consumi di materie e servizi (Rif. Nota 3 Conto Economico)						
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) ^(**)	(37)	(1)	(1)	(1)	-	(37)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(51)	(1)	(1)	(16)	(15)	(66)
Gestione del rischio cambio su commodity						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) ^(*)	(39)	-	-	-	-	(39)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(5)	-	-	(4)	(4)	(9)
Margine attività di trading finanziario						
- Altri ricavi da Derivati inclusi nei Portafogli di Trading ^(****)	43	53	29	92	39	82
- Consumi da Derivati inclusi nei Portafogli di Trading ^(****)	(41)	(40)	(20)	(82)	(42)	(83)
<i>Totale margine attività di trading finanziario</i>	2	13	9	10	(3)	(1)
Totale (B)	(130)	11	7	(11)	(22)	(152)
TO TALE ISCRITTO NEL MARGINE OPERATIVO LORDO (A+B)	106	35	29	64	29	135
Gestione del rischio su tassi di interesse di cui:						
Proventi finanziari						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH)	-	-	-	-	-	-
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (FVH)	39	22	8	44	22	61
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	7	4	4	5	1	8
Totale proventi finanziari (C)	46	26	12	49	23	69
Oneri finanziari						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH)	(9)	-	-	-	-	(9)
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (FVH)	(36)	(19)	1	-	19	(17)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(10)	(7)	-	(12)	(5)	(15)
Totale oneri finanziari (D)	(55)	(26)	1	(12)	14	(41)
Margine della gestione su tassi di interesse (C+D)=(E)	(9)	-	13	37	37	28
Gestione del rischio su tassi di cambio di cui:						
Utili su cambi						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	-	-	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	23	-	-	1	1	24
Totale utili su cambi (F)	23	-	-	1	1	24
Perdite su cambi						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	-	-	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(57)	(1)	(1)	-	1	(56)
Totale perdite su cambi (G)	(57)	(1)	(1)	-	1	(56)
Margine della gestione operazioni su tassi di cambio (F+G)=(H)	(34)	(1)	(1)	1	2	(32)
TO TALE ISCRITTO NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI (E+H) (Rif. Nota 7 Conto Economico)	(43)	(1)	12	38	39	(4)

(*) Comprende la parte efficace inclusa nei "Consumi di materie e servizi" (Nota 3 Conto Economico) alla voce gas metano.

(**) Comprende anche la parte inefficace.

(***) Valori compresi nei "Ricavi di vendita" (Nota 1 Conto Economico) alla voce margine attività di trading fisico.

(****) Valori compresi nei "Consumi di materie e servizi" (Nota 3 Conto Economico) alla voce margine attività di trading finanziario.

(&) Comprende anche l'adeguamento a *fair value* del magazzino di trading, il cui valore al 30 settembre 2011 è negativo per 8 milioni di euro.

Nel seguito sono analizzati i valori iscritti in stato patrimoniale a fronte della valutazione a *fair value* dei contratti derivati e dei contratti fisici in essere al 30 settembre 2011 e la relativa classificazione degli stessi in base alla gerarchia del *fair value* prevista dall'IFRS 7:

(in milioni di euro)	30.09.2011		31.12.2010	
	Crediti	Debiti	Crediti	Debiti
Operazioni su cambi	27	(33)	31	(22)
Operazioni su tassi d'interesse	49	(15)	26	(37)
Operazioni su commodity	477	(268)	304	(147)
Fair value iscritto nelle attività e passività correnti	553	(316)	361	(206)
di cui:				
- iscritto tra i "Crediti e debiti commerciali"	181	(153)	117	(96)
- iscritto tra i "Crediti e debiti diversi"	323	(148)	218	(73)
- iscritto tra le "Attività finanz. correnti" e "Debiti finanz. correnti"	49	(15)	26	(37)
di cui gerarchia del Fair Value:				
- Livello 1	37	(29)	7	(5)
- Livello 2	515	(284)	349	(197)
- Livello 3 (*)	1	(3)	5	(4)

(*) Il *fair value* classificato nel livello 3 è iscritto per -2 milioni di euro nel margine di trading fisico (2 milioni di euro di consumi), per 1 milione di euro negli "Altri ricavi e proventi" e per -1 milione di euro nei "Consumi di materie e servizi".

Con riferimento a tali poste segnaliamo inoltre che, a fronte dei crediti e debiti sopra esposti, si è iscritta a patrimonio netto una riserva di *Cash Flow Hedge* positiva pari a 126 milioni di euro, valore al lordo delle relative imposte differite e anticipate.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO E CON PARTI CORRELATE

Vengono di seguito riportati, in coerenza con le relative *policy* di Gruppo, i rapporti economici, patrimoniali e finanziari in essere al 30 settembre 2011 con parti correlate e rilevanti^(*); tale esposizione peraltro è tale da soddisfare l'informativa richiesta dallo IAS 24. Si tratta di rapporti posti in essere nell'ambito della normale attività di gestione, regolati a condizioni contrattuali stabilite dalle parti in linea con le ordinarie prassi di mercato.

Si segnala che a seguito della comunicazione Consob emanata il 24 settembre 2010 recante le disposizioni in materia di operazioni con parti correlate ai sensi della delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modificazioni, il Consiglio di Amministrazione di Edison Spa ha approvato la Procedura per la disciplina delle Operazioni con Parti Correlate, entrata in vigore il 1° gennaio 2011.

(in milioni di euro)	Parti Correlate					Parti Rilevanti						Totale parti correlate e rilevanti	Totale voce di bilancio	incidenza %	
	verso società del Gruppo non consolidate	verso controllante	Gruppo EDF	Gruppo A2A	Sub totale	Gruppo IREN	Gruppo SEL	Gruppo Dolomiti Energia	Banca Popolare di Milano	Mediobanca	Sub totale				
Rapporti patrimoniali:															
Partecipazioni	49	-	-	-	49	-	-	-	-	-	-	49	49	100,0%	
Crediti commerciali	1	-	66	15	82	10	-	1	-	-	11	93	2.711	3,4%	
Crediti diversi	1	97	11	-	109	-	5	-	-	-	5	114	866	13,2%	
Debiti verso fornitori	7	-	50	28	85	4	13	-	-	-	17	102	2.060	5,0%	
Debiti diversi	-	55	-	-	55	-	-	-	-	-	-	55	551	10,0%	
Debiti finanziari correnti	15	-	-	-	15	-	-	-	14	135	149	164	1.053	15,6%	
Debiti e altre pass.fin.non correnti	-	-	-	-	-	-	30	-	-	2	32	32	1.604	2,0%	
Rapporti economici:															
Ricavi di vendita	16	-	237	59	312	90	9	32	-	-	131	443	8.591	5,2%	
Altri ricavi e proventi	-	-	7	3	10	2	-	-	-	-	2	12	493	2,4%	
Consumi di materie e servizi	7	-	58	52	117	7	35	-	-	-	42	159	8.177	1,9%	
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	1	-	-	2	3	3	208	1,4%	
Impegni e rischi potenziali:															
Garanzie personali prestate	-	-	-	-	-	-	-	-	47	-	47	47	1.339	3,5%	
Garanzie reali prestate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40	40	1.379	2,9%	
Altri impegni e rischi	-	-	26	-	26	-	-	-	-	-	-	26	433	6,0%	

^(*) In proposito si rimanda alla "Corporate Governance 2010".

A) Rapporti infragruppo

I rapporti di Edison Spa con imprese controllate, collegate e controllanti attengono prevalentemente a:

- rapporti commerciali, relativi ad acquisti e cessioni di energia elettrica e gas naturale, certificati verdi e diritti di CO₂;
- rapporti connessi a contratti di prestazione di servizi (tecnici, organizzativi, legali ed amministrativi) effettuati da funzioni centralizzate;
- rapporti di natura finanziaria, rappresentati da finanziamenti e da rapporti di conto corrente accessi nell'ambito della gestione accentrata di tesoreria;
- rapporti intrattenuti nell'ambito del consolidato IVA di gruppo (cd. *pool* IVA);
- rapporti con la controllante nell'ambito del consolidato fiscale ai fini IRES.

Tutti i rapporti in oggetto, con l'eccezione di quelli del *pool* IVA e del consolidato fiscale IRES per i quali valgono le norme di Legge, sono regolati da appositi contratti le cui condizioni sono in linea con quelle di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Consolidato IVA

Edison Spa ha in essere un consolidato IVA di gruppo (cd. *pool IVA*) al quale aderiscono le società del gruppo Edison che presentano i requisiti previsti dalle norme in materia (art.73, terzo comma D.P.R. 633/72). La liquidazione IVA di Gruppo relativa al mese di settembre 2011 presenta un saldo a credito verso l'Erario pari a 53 milioni di euro.

Consolidato fiscale ai fini IRES

A seguito del rinnovo dell'opzione per il consolidato fiscale da parte della controllante Transalpina di Energia Srl per il triennio 2009-2011, Edison Spa e le sue principali controllate provvedono ad effettuare la determinazione dell'IRES in coordinamento con la capogruppo Transalpina di Energia Srl e nell'ambito del consolidato IRES in essere. Appositi accordi regolano i rapporti tra i partecipanti al consolidato.

Si segnala che, anche a seguito delle modifiche intervenute nel corso del 2011, le società del Gruppo che operano prevalentemente nel settore della ricerca e coltivazione di idrocarburi, della produzione e commercializzazione, nonché trasporto o distribuzione del gas naturale, ovvero della produzione e commercializzazione dell'energia elettrica, anche da fonti rinnovabili, sono soggette all'addizionale IRES del 6,5% (elevata al 10,5% per il triennio 2011-2013). Le società interessate, ancorché partecipanti al consolidato fiscale IRES, devono liquidare tale addizionale in via autonoma.

B) Rapporti con altre parti correlate e rilevanti

I principali rapporti con altre parti correlate e rilevanti sono riportati in sintesi nel seguito.

1) Operazioni di natura commerciale**Gruppo EDF**

Con riferimento ai rapporti intervenuti con il gruppo EDF si segnala quanto segue:

- ricavi di vendita verso Fenice Spa per circa 27 milioni di euro, dovuti principalmente a vendite di gas naturale, e recuperi di costi di manutenzione per circa 7 milioni di euro;
- ricavi per 160 milioni di euro e costi per 58 milioni di euro realizzati verso EDF Trading Ltd nell'ambito di contratti di compravendita *commodity*. Sempre con EDF Trading Ltd sono state poste in essere operazioni rientranti nell'Attività di Trading che hanno generato ricavi per 331 milioni di euro e costi per 281 milioni di euro, tali valori sono esposti al netto;
- impegni verso EDF Trading Ltd per un massimo di 26 milioni di euro in ambito EDF Carbon Fund per l'acquisto di CER/ERU.

Gruppo A2A

Con il gruppo A2A sono intervenute le seguenti operazioni:

- ricavi di vendita pari a 62 milioni di euro relativi a contratti in essere per la fornitura di energia elettrica e vapore verso A2A Trading Srl, A2A Calore e Servizi Spa e Plurigas Spa;

- altri ricavi e proventi pari a 3 milioni di euro verso A2A Trading Srl, relativi al recupero di costi sostenuti;
- consumi di materie e servizi pari a 52 milioni di euro di cui: 12 milioni di euro per l'acquisto di energia elettrica e 9 milioni di euro relativi al mercato dispacciamento da A2A Trading Srl; 28 milioni di euro per vettoriamento di energia elettrica da A2A Reti Elettriche Spa; e circa 3 milioni di euro per acquisti di altre *utilities*;
- nel periodo sono state poste in essere operazioni rientranti nell'Attività di Trading che hanno generato verso A2A Trading Srl ricavi per 64 milioni di euro e costi per 67 milioni di euro, tali valori sono esposti al netto.

Gruppo IREN

Con il gruppo IREN sono intervenute le seguenti operazioni:

- ricavi di vendita pari a 90 milioni di euro relativi a contratti in essere per la fornitura di energia elettrica e gas naturale verso la società Iren Mercato Spa;
- altri ricavi e proventi pari a 2 milioni di euro verso Iren Mercato Spa, relativi al recupero di costi sostenuti;
- consumi di materie e servizi pari a 7 milioni di euro, principalmente per l'acquisto di energia elettrica e altre *utilities*.

Gruppo SEL

Sono stati registrati ricavi di vendita di energia elettrica per circa 9 milioni di euro e costi per acquisto di energia elettrica dalla società Sel Spa per circa 35 milioni di euro.

Si segnala inoltre che sono iscritti oneri finanziari per circa 1 milione di euro.

Nel periodo sono stati pagati dividendi per circa 2 milioni di euro.

Gruppo Dolomiti Energia

A fronte di contratti per la fornitura di energia elettrica sono stati registrati ricavi di vendita pari a 32 milioni di euro verso la società Trenta Spa e la società Dolomiti Energia Srl.

Nel periodo sono stati pagati dividendi per circa 2 milioni di euro.

Per quanto attiene tutti i rapporti patrimoniali derivanti dalle operazioni sopra esposte si rimanda a quanto riportato nella tabella precedente.

2) Operazioni di natura finanziaria

Per una visione complessiva delle operazioni in essere si rimanda a quanto commentato nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011 rispetto alla quale l'unica variazione significativa avvenuta nel corso del terzo trimestre 2011 riguarda il finanziamento *senior unsecured*, su base *club deal* sottoscritto il 13 giugno 2011, per il quale la quota pertinente a Mediobanca è utilizzata al 30 settembre 2011 per circa 41 milioni di euro.

ALTRE INFORMAZIONI

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Ai sensi della Comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293 si segnala che in data 21 luglio 2011 Edison ha siglato con Promgas l'accordo di rinegoziazione del prezzo di fornitura del contratto di approvvigionamento gas naturale di lungo termine proveniente dalla Russia che nella situazione al 30 giugno 2011 aveva comportato benefici per 115 milioni di euro a livello di margine operativo lordo.

Transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso dei primi nove mesi del 2011 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 30 SETTEMBRE 2011

Edison: Ceduti impianti di Taranto

In data 10 ottobre 2011 Edison ha perfezionato con Ilva (gruppo Riva) la cessione di Taranto Energia Srl, società nella quale Edison ha conferito il ramo d'azienda costituito dalle centrali termoelettriche CET 2 e CET 3, situate all'interno del sito industriale dell'Ilva a Taranto.

Il valore incassato da Edison è stato di circa 164,4 milioni di euro.

Milano, 28 ottobre 2011

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Giuliano Zuccoli

Relazione sulla Gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	--	------------------------

Pagina lasciata intenzionalmente in bianco

AREA DI CONSOLIDAMENTO

al 30 settembre 2011

AREA DI CONSOLIDAMENTO AL 30 SETTEMBRE 2011

Elenco partecipazioni

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a)		Quota di partecipazione sul capitale		Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
				30.09.2011	31.12.2010	% (b)	Azionista				

A) Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

A.1) Imprese consolidate con il metodo integrale

Capogruppo

Edison Spa	Milano	EUR	5.291.700.671								
------------	--------	-----	---------------	--	--	--	--	--	--	--	--

Filiera Energia Elettrica

Compagnia Energetica Bellunese CEB Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	1.200.000	86,12	86,12	100,00	Sistemi di Energia Spa	-	-	CO	(i)
Dolomiti Edison Energy Srl	Trento (I)	EUR	5.000.000	49,00	49,00	49,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Ecofuture Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	10.200	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Energia Spa (Socio unico) - Attività Energia Elettrica	Milano (I)	EUR	22.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Energie Speciali Calabria Spa (Socio unico)	Crotone (I)	EUR	120.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Energie Speciali Sicilia Srl (Socio unico)	Palermo (I)	EUR	20.000	100,00	100,00	100,00	Edison Energie Speciali Spa (Socio unico)	-	-	CO	(i)
Edison Energie Speciali Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	4.200.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Engineering Sa	Atene (GR)	EUR	260.001	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Edison Trading Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	30.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Gever Spa	Milano (I)	EUR	10.500.000	51,00	51,00	51,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Hydros Srl - Hydros Gmbh	Bolzano (I)	EUR	30.018.000	40,00	40,00	40,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Jesi Energia Spa	Milano (I)	EUR	5.350.000	70,00	70,00	70,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Parco Eolico San Francesco Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	100.000	100,00	100,00	100,00	Edison Energie Speciali Spa (Socio unico)	-	-	CO	(i)
Presenzano Energia Srl	Milano (I)	EUR	120.000	90,00	90,00	90,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Sarmato Energia Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	14.420.000	100,00	55,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Sistemi di Energia Spa	Milano (I)	EUR	10.083.205	86,12	86,12	86,12	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Sondel Dakar Bv	Breda (NL)	EUR	18.200	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
Termica Cologno Srl	Milano (I)	EUR	9.296.220	65,00	65,00	65,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Termica Milazzo Srl	Milano (I)	EUR	23.241.000	60,00	60,00	60,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)

Filiera Idrocarburi

Amg Gas Srl	Palermo (I)	EUR	100.000	80,00	80,00	80,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison D.G. Spa (Socio unico)	Selvizzano Dentro (PD) (I)	EUR	460.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Energia Spa (Socio unico) - Attività Idrocarburi	Milano (I)	EUR	22.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Idrocarburi Sicilia Srl (Socio unico)	Ragusa (I)	EUR	10.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison International Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	75.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Stocaggio Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	81.497.301	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Euroil Exploration Ltd	Londra (GB)	GBP	9.250.000	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
						0,00	Edison Spa	-	-	-	-

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a)		Quota di partecipazione sul capitale		Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
				30.09.2011	31.12.2010	% (b)	Azionista				
Corporate e Altri Settori											
Atema Limited	Dublino 2 (IRL)	EUR	1.500.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Edison Hellas Sa	Atene (GR)	EUR	263.700	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Edison International Abu Qir Bv	Amsterdam (NL)	EUR	18.000	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
Edison International Exploration & Production Bv	Amsterdam (NL)	EUR	18.000	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
Edison International Finance Abu Qir Bv	Amsterdam (NL)	EUR	18.000	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
Edison International Holding Nv	Amsterdam (NL)	EUR	73.500.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Montedison Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	2.583.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Nuova Alba Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	2.016.457	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Gruppi destinati alla vendita											
Filiera Energia Elettrica											
Taranto Energia Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	10.000	100,00	-	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
A.2) Imprese consolidate con il metodo proporzionale											
Filiera Energia Elettrica											
Edipower Spa	Milano (I)	EUR	1.441.300.000	50,00	50,00	50,00	Edison Spa	-	-	JV	-
Elpedison Power Sa	Marousi Atene (GR)	EUR	98.198.000	37,89	37,89	75,78	Elpedison Bv	-	-	JV	-
Elpedison Trading Sa	Marousi Atene (GR)	EUR	1.150.000	50,00	50,00	100,00	Elpedison Bv	-	-	JV	-
Ibiritermo Sa	Ibirité - Estado de Minas Gerais (BR)	BRL	7.651.814	50,00	50,00	50,00	Edison Spa	-	-	JV	-
Kinopraxia Thisvi	N. Kiffissia (GR)	EUR	20.000	65,00	65,00	65,00	Edison Engineering Sa	-	-	JV	(iii)
Parco Eolico Castelnuovo Srl	Castelnuovo di Conza (SA) (I)	EUR	10.200	50,00	50,00	50,00	Edison Energie Speciali Spa (Socio unico)	-	-	JV	-
Sel Edison Spa	Castelbello (BZ) (I)	EUR	84.798.000	42,00	42,00	42,00	Edison Spa	-	-	JV	-
Filiera Idrocarburi											
Abu Qir Petroleum Company	Alexandria (ET)	EGP	20.000	50,00	50,00	50,00	Edison International Spa (Socio unico)	-	-	JV	-
Ed-Ina D.o.o.	Zagabria (HR)	HRK	20.000	50,00	50,00	50,00	Edison International Spa (Socio unico)	-	-	JV	-
Fayoum Petroleum Co - Petrofayoum	Il Cairo (ET)	EGP	20.000	30,00	-	30,00	Edison international Spa (Socio unico)	-	-	JV	-
ICGB AD	Sofia (BG)	BGL	7.823.320	25,00	-	50,00	IGI Poseidon Sa - Nat. Gas Subm. Interc. Gre-Ita-Poseidon	-	-	JV	-
IGI Poseidon Sa-Nat. Gas Subm. Interc. Gre-Ita-Poseidon	Herakleio Attiki (GR)	EUR	22.100.000	50,00	50,00	50,00	Edison International Holding Nv	-	-	JV	-
Corporate e Altri Settori											
Elpedison Bv	Amsterdam (NL)	EUR	20.000	50,00	50,00	50,00	Edison International Holding Nv	-	-	JV	-

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a) 31.12.2010	Quota di partecipazione sul capitale % (b) Azionista	Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Valore di carico (in milioni di euro) (f)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
Centrale Elettrica Winnebach Soc. Consortile Arl	Terento (BZ) (I)	EUR	100.000	30,00	Hydros Srl - Hydros GmbH	-	-	-	CL	-
Centrale Prati Società Consortile Arl	Val di Vizza (BZ) (I)	EUR	300.000	30,00	Hydros Srl - Hydros GmbH	-	-	-	CL	-
Consorzio Barchetta	Jesi (AN) (I)	EUR	2.000	50,00	Jesi Energia Spa	-	-	-	CL	-
EL.I.T.E. Spa	Milano (I)	EUR	3.888.500	48,45	Edison Spa	-	-	3,0	CL	-
Energia Senales Srl - Es Srl	Senales (BZ) (I)	EUR	100.000	40,00	Hydros Srl - Hydros GmbH	-	-	-	CL	-
Eta 3 Spa	Arezzo (I)	EUR	2.000.000	33,01	Edison Spa	-	-	1,5	CL	-
GTI Dakar Ltd	George Town Gran Caiman (GBC)	EUR	14.686.479	30,00	Sondel Dakar Bv	-	-	-	CL	-
Iniziativa Universitaria 1991 Spa	Varese (I)	EUR	16.120.000	32,26	Montedison Srl (Socio unico)	-	-	4,3	CL	-
Kraftwerke Hinterrhein Ag	Thusis (CH)	CHF	100.000.000	20,00	Edison Spa	-	-	20,3	CL	-
Soc. Svil. Rea. Gest. Gasdot. Alg-ITA V. Sardeg. Galsi Spa	Milano (I)	EUR	37242.300	20,81	Edison Spa	-	-	17,6	CL	-
Totale partecipazioni in imprese valutate con il metodo del patrimonio netto								46,7		

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a) 31.12.2010	Quota di partecipazione sul capitale % (b) Azionista	Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Valore di carico (in milioni di euro) (f)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
Auto Gas Company S.A.E. (In liq.)	Il Cairo (ET)	EGP	1.700.000	30,00	Edison International Spa (Socio unico)	-	-	-	CL	-
Cempes Srl (In liq.)	Roma (I)	EUR	15.492	33,33	Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	-	-	-	CL	-
Compagnia Elettrica Lombarda Spa (In liq.)	Milano (I)	EUR	408.000	60,00	Sistemi di Energia Spa	-	-	-	CO	-
Coniel Spa (In liq.)	Roma (I)	EUR	1.020	35,25	Edison Spa	-	-	-	CL	-
Groupement Gambogi - Cisa (In liq.)	Dakar (SN)	XAF	1.000.000	50,00	Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	-	-	-	CL	-
Inica Soc. de Iniciativas Mineiras e Industriais Sa	Lisbona (P)	PTE	1.000.000	20,00	Edison Spa	-	-	-	CL	-
Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	Milano (I)	EUR	1.549.350	100,00	Edison Spa	-	-	2,4	CO	(i)
Nuova I.S.I. Impianti Selez. Inerti Srl (In fallimento)	Vazia (RI) (I)	LIT pari ad EUR	150.000.000 77.468,53	33,33	Montedison Srl (Socio unico)	-	-	-	CL	-
Poggio Mondello Srl (Socio unico)	Palermo (I)	EUR	364.000	100,00	Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	-	-	-	CO	(i)
Sistema Permanente di Servizi Spa (In fallimento)	Roma (I)	EUR	154.950	12,60	Edison Spa	-	-	-	TZ	-
Soc. Gen. per Progr. Cons. e Part. Spa (In amm. straord.)	Roma (I)	LIT pari ad EUR	300.000.000 154.937,07	59,33	Edison Spa	-	-	-	CO	-
Sorrentina Scarl (In liq.)	Roma (I)	EUR	46.480	25,00	Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	-	-	-	CL	-
Totale partecipazioni in imprese in liquidazione o soggette a restrizioni durevoli								2,4		

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a) 31.12.2010	Quota di partecipazione sul capitale % (b) Azionista	Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Valore di carico (in milioni di euro) (f)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
-----------------------	------	--------	------------------	---	---	--	------------------------------------	---	-----------------------------	------

D) Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value

D.1) Trading

Acegas-Aps Spa	Trieste (I)	EUR	283.690.763	1,30	Edison Spa	-	-	2,7	TZ	-
Acsm-Agam Spa	Monza (I)	EUR	76.619.105	1,94	Edison Spa	-	-	1,2	TZ	-
Amsc-American Superconductor	Devens (MA) (USA)	USD	507.017	0,32	Edison Spa	-	-	0,5	TZ	-

D.2) Disponibili per la vendita

Emittenti Titoli Spa	Milano (I)	EUR	4.264.000	3,89	Edison Spa	-	-	0,2	TZ	-
European Energy Exchange Ag - Eex	Lipsia (D)	EUR	40.050.000	0,76	Edison Spa	-	-	0,7	TZ	-
Istituto Europeo di Oncologia Srl	Milano (I)	EUR	80.579.007	4,28	Edison Spa	-	-	3,5	TZ	-
MB Venture Capital Fund I Participating Comp. E Nv (in liq.)	Amsterdam (NL)	EUR	50.000	7,00	Edison Spa	-	-	-	TZ	-
Prometeo Spa	Osimo (AN)(I)	EUR	2.292.436	17,76	Edison Spa	-	-	0,5	TZ	-
Rashid Petroleum Company - Rashpetco	Il Cairo (ET)	EGP	20.000	10,00	Edison International Spa (Socio unico)	-	-	-	TZ	-
RCS Mediagroup Spa	Milano (I)	EUR	762.019.050	1,02	Edison Spa	1,06	1,06	5,5	TZ	-
Syremont Spa	Messina (I)	EUR	1.250.000	24,00	Edison Spa	-	-	-	CL	(ii)
Terminale GNL Adriatico Srl	Milano (I)	EUR	200.000.000	7,30	Edison Spa	-	-	190,0	TZ	-
Altre minori								0,1		
Totale partecipazioni in altre imprese valutate al fair value								204,9		
Totale partecipazioni								254,0		

Note

- (a) La quota consolidata di Gruppo è calcolata tenendo conto delle quote di capitale sociale possedute dalla Capogruppo o da imprese controllate consolidate con il criterio dell'integrazione globale e da imprese a controllo congiunto consolidate con il criterio dell'integrazione proporzionale.
- (b) La quota di partecipazione sul capitale è data dal rapporto tra il valore nominale di tutti i titoli rappresentativi del capitale sociale posseduti direttamente ed il capitale sociale complessivo. Nel calcolo del rapporto il denominatore (capitale sociale complessivo) viene diminuito delle eventuali azioni proprie.
- (c) La percentuale dei titoli posseduti con diritto di voto è data dal rapporto tra il numero totale di titoli rappresentativi del capitale con diritto di voto posseduti direttamente (a prescindere dalla titolarità del diritto di voto) e il capitale con diritto di voto (es. azioni ordinarie e privilegiate). Le percentuali sono indicate solo se differiscono dalla quota di partecipazione sul capitale.
- (d) La percentuale dei diritti di voto esercitabili è data dal rapporto tra il numero dei diritti di voto spettanti in assemblea ordinaria di cui la società partecipante sia direttamente effettivamente titolare, e i diritti di voto complessivi in assemblea ordinaria esistenti. Le percentuali sono indicate solo se differiscono dalla quota di partecipazione sul capitale.
- (e) CO = controllata; JV = joint venture; CL = collegata; TZ = terza.
- (f) Il valore di carico è indicato solo per le imprese valutate al patrimonio netto o al costo, possedute direttamente dalla Capogruppo o da altre imprese consolidate integralmente o proporzionalmente e solo nel caso in cui tale valore sia uguale o superiore al milione di euro.
- (i) Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Edison Spa.
- (ii) Edison ha esercitato il 30/01/2007 l'opzione di vendita della partecipazione rispetto alla quale la controparte si è resa inadempiente.
- (iii) L'entità è una joint venture contrattuale.

I codici delle valute qui utilizzati sono conformi alla International Standard ISO 4217.

BGL lev bulgaro	GBP sterlina inglese
BRL real brasiliano	HRK kuna croata
CHF franco svizzero	PTE escudo portoghese
EGP sterlina egiziana	USD dollaro statunitense
EUR euro	XAF franco centro africano

Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del D.Lgs. 58/1998

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Edison Spa Massimiliano Masi dichiara, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza (D.Lgs. 58/1998) che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Milano, 28 ottobre 2011

**Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari
Massimiliano Masi**