



RELAZIONE SULLA GESTIONE 2009

EDISON IN ITALIA



* Centrali termoelettriche Edipower
 ** Centrali idroelettriche Edipower

12,3 GW potenza installata

28 centrali termoelettriche

68 centrali idroelettriche

29 campi eolici

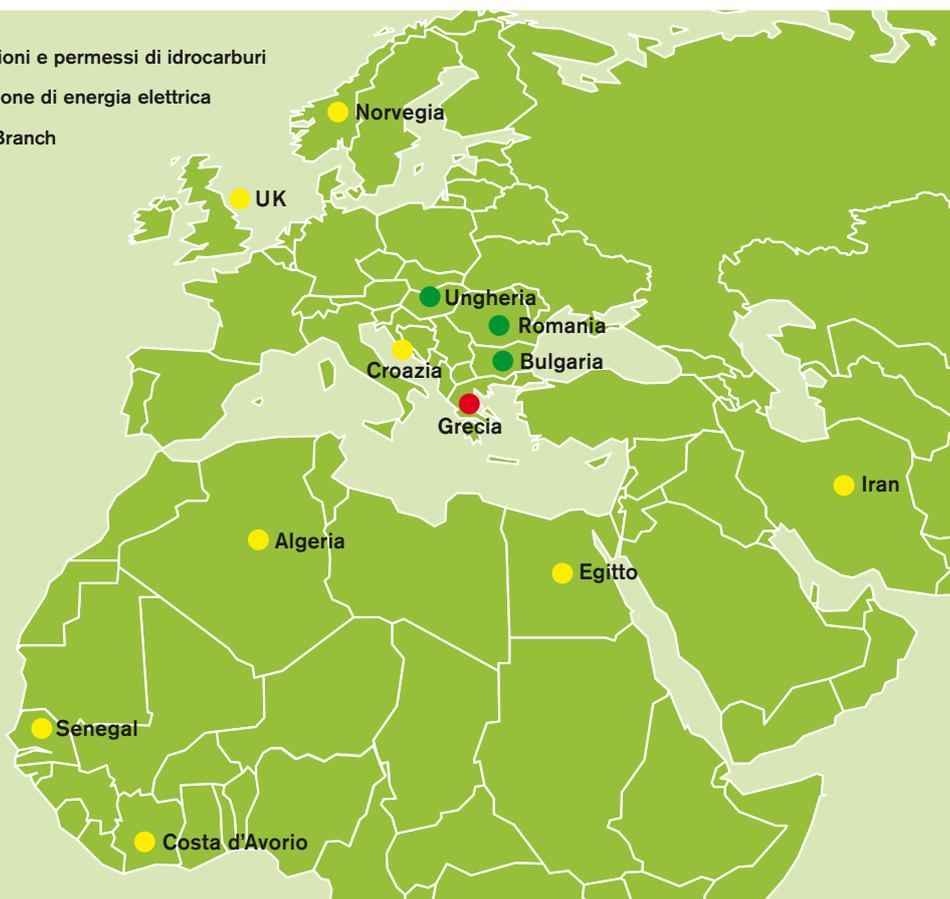
56,1 Mld mc eq riserve di idrocarburi

80 concessioni e permessi
in Italia e all'estero

3 concessioni per centri
di stoccaggio gas

EDISON NEL MONDO

- Concessioni e permessi di idrocarburi
- Generazione di energia elettrica
- Trading Branch



INDICE

Edison oggi	2
Struttura semplificata del Gruppo al 31 dicembre 2009	3
Lettera agli azionisti	4
Organi sociali	6
Notizie relative ai titoli	6
RELAZIONE SULLA GESTIONE	7
Anno 2009. Eventi di rilievo	8
Sviluppo attività	9
Rafforzamento finanziario	12
Altri fatti di rilievo	13
Fatti di rilievo avvenuti dopo il 31 dicembre 2009	13
Dati significativi. Focus sui risultati	14
Andamento e risultati 2009 del Gruppo e prevedibile evoluzione nel 2010	16
Edison e i mercati finanziari	18
Scenario in evoluzione. Mercati e normative	20
Quadro economico di riferimento	21
Andamento del mercato energetico italiano	22
Quadro normativo e regolamentare di riferimento	26
Un anno in sintesi. Andamento dei settori	36
Energia elettrica	37
Idrocarburi	39
Corporate e altri settori	42
Raccordo tra risultato e patrimonio netto della Capogruppo e gli analoghi valori del Gruppo	43
Responsabilità sociale. Aree di intervento	44
Innovazione, ricerca e sviluppo	45
Salute, sicurezza e ambiente	46
Risorse umane e relazioni industriali	49
Rischi e incertezze	52
Altre informazioni	60
Proposta di deliberazione	62
Relazione del Collegio sindacale	64

In copertina:

in alto da sinistra impianto fotovoltaico di Altomonte (CS) e Rigassificatore di Rovigo con nave metaniera attraccata; in basso da sinistra Piattaforma di produzione di Abu Qir al largo di Alessandria d'Egitto e nuovo impianto di Marghera Azotati (Porto Marghera - Venezia).

RELAZIONE SULLA GESTIONE 2009

EDISON OGGI

Edison è uno dei principali operatori italiani nell'energia. Produce, importa e vende energia elettrica e idrocarburi (gas naturale e petrolio).

Energia elettrica

Mercato Italia 2009

Domanda totale lorda Italia	316,9 TWh
Vendite lorde Edison Italia (*)	60,4 TWh
di cui: - Mercato libero (*)	46,8 TWh
- CIP 6/92	11,0 TWh
- Captive	2,5 TWh

Impianti e capacità produttiva 2009

Potenza disponibile Edison + Edipower (50%) (**)	12,3 '000 MW
Produzione netta di energia elettrica - Totale Italia	278,2 TWh
Produzione netta di energia elettrica - Edison (incluso 50% Edipower)	41,6 TWh
Quota di produzione su totale Italia	15,0 %

Clienti finali attivati al 31.12.2009

(*) Include vendite su IPEX e a grossisti, non include export.

(**) Include disponibilità della capacità produttiva di Edipower a favore di Edison in base al contratto di tolling vigente.

Fonti: preconsuntivi AU, Terna e stime Edison.

Idrocarburi

Mercato Italia 2009

Fabbisogno totale Italia	77,8 Mld. mc
Vendite Edison Italia	13,2 Mld. mc
Vendite Edison/Fabbisogno totale Italia	17,0 %

Impianti e capacità produttiva 2009

Produzioni gas - Totale Italia	8,3 Mld. mc
Produzioni gas - Edison (Italia)	0,6 Mld. mc
Quota di produzione	7,3 %
Concessioni e permessi Italia	58 n.
Concessioni per centri stoccaggio in Italia (*)	3 n.
Produzione gas - Edison (estero)	1,2 Mld. mc
Concessioni e permessi all'estero	22 n.
Riserve idrocarburi	56,1 Mld. mc eq.

Rete gas (metanodotti b.p. + m.p.)	3,63 '000/Km
Rete gas (metanodotti a.p.)	0,08 '000/Km

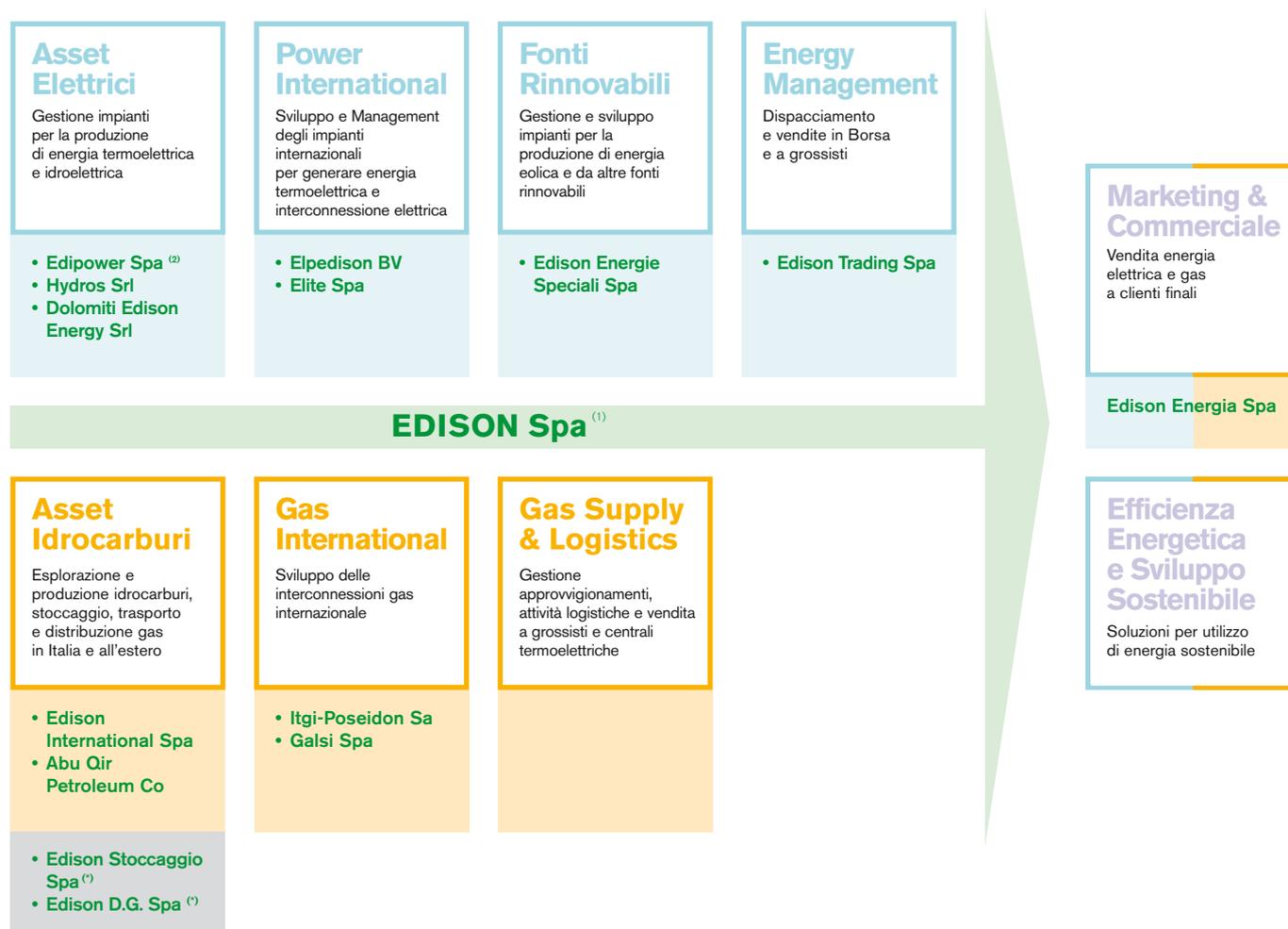
Clienti finali attivati al 31.12.2009

(*) 2 centri di stoccaggio in esercizio e 1 in sviluppo.

Fonti: preconsuntivi Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

STRUTTURA SEMPLIFICATA DEL GRUPPO AL 31.12.2009

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



■ Business Unit Filiera Elettrica ■ Business Unit Filiera Idrocarburi ■ Principali società nel perimetro di consolidamento

⁽¹⁾ Edison Spa svolge direttamente attività nell'ambito delle diverse Business Unit, 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%.

^(*) Società soggette a una separazione funzionale.

LETTERA AGLI AZIONISTI

Signori Azionisti,

nel 2009 le principali economie del mondo sono state colpite da una recessione senza precedenti. Il commercio internazionale ha subito una contrazione superiore al 12%, il prodotto interno lordo è sceso drasticamente in Italia (-4,8%) e in tutte le principali economie (USA -2,6%, UE -4,0%, Giappone -5,5%,) ad eccezione di Cina ed India, che però hanno rallentato la propria corsa.

In Italia lo scenario è stato caratterizzato da un deciso calo della domanda di prodotti energetici: meno 6,7% per l'energia elettrica, meno 8,1% per il gas naturale. A fronte di una domanda in così forte contrazione, l'offerta è viceversa notevolmente aumentata: nel comparto elettrico per l'entrata in esercizio di nuovi impianti a carbone e di nuovi cicli combinati e nel comparto del gas per l'incremento della capacità dei gasdotti dall'Algeria e dalla Russia oltre che per l'entrata in esercizio del terminale di Rovigo. La riduzione della domanda da un lato e l'aumento dell'offerta dall'altro hanno avuto ovvie ripercussioni sul livello dei prezzi dell'energia, già penalizzati dalle fortissime oscillazioni delle commodities. Il prezzo del petrolio, estremamente volatile, è passato nell'ultimo semestre 2008 dal massimo di 146 dollari al barile al minimo di 36 dollari, per poi attestarsi, nel 2009, ad una media di 63 dollari al barile, con una flessione del 36% rispetto alla media 2008. Anche il prezzo medio dell'energia elettrica venduta in borsa è calato di circa il 27% rispetto al 2008.

Edison ha saputo reagire con efficacia a questo scenario fortemente perturbato, mettendo in atto azioni che hanno permesso di raggiungere nel 2009 risultati in linea con l'anno precedente, a parità di perimetro e di effetti non ricorrenti. Un risultato così confortante, conseguito in un clima congiunturale molto difficile, è stato possibile agendo efficacemente su più leve: incrementando le vendite ai clienti finali, migliorando il mix degli approvvigionamenti di gas, ottimizzando la gestione degli impianti ed espandendo l'attività di trading e ottenendo risultati oltre le aspettative dal programma di Eccellenza Operativa.

I volumi di vendite sul mercato libero hanno fatto registrare progressi sia nel settore dell'energia elettrica (+25%) sia in quello del gas (+12,4%), raggiungendo la quota di 600 mila clienti complessivi. Con l'avvio del terminale di Rovigo, Edison ha fatto un decisivo passo avanti verso la piena autonomia degli approvvigionamenti e ha ottenuto nel contempo un importante miglioramento del costo medio del gas in portafoglio. Le importazioni di gas dall'estero sono aumentate del 37% con l'avvio delle nuove forniture dall'Algeria e dal Qatar.

In campo elettrico, Edison ha contrastato efficacemente la forte contrazione degli spark spread, ottenendo importanti ritorni economici, grazie alla drastica riduzione dell'esposizione alla borsa elettrica e al contestuale incremento dell'attività di trading, con l'espansione sul mercato grossista e a termine.

Infine, gli ottimi risultati del programma di Eccellenza Operativa, superiori agli obiettivi che ci eravamo prefissati, hanno comportato, da un lato, il contenimento dei costi operativi che sono rimasti sostanzialmente stabili rispetto al 2008 e, dall'altro, un miglioramento della performance di tutti i settori industriali.

Il conseguimento di risultati complessivamente positivi ha consentito di mantenere una solida struttura patrimoniale e finanziaria e nel contempo di realizzare il più elevato programma di investimenti della nostra storia (1.745 milioni di euro). Nel gennaio 2009 è stata infatti finalizzata con il Governo egiziano e Egyptian General Petroleum Corporation, l'acquisizione, del valore di oltre 1 miliardo di euro, della concessione ventennale dei diritti di esplorazione, produzione e sviluppo dei campi di Abu Qir in Egitto. I campi di Abu Qir producono circa 1,5 miliardi di metri cubi di gas e 1,5 milioni di barili di olio annui e garantiscono riserve per 70 miliardi di metri cubi di gas equivalente. Edison continuerà ad investire ad Abu Qir nei prossimi anni per raddoppiare la produzione.

Gli altri investimenti sono stati indirizzati ai settori strategici di sviluppo: l'espansione internazionale, le energie rinnovabili, lo stoccaggio del gas e il completamento del portafoglio di generazione in Italia. L'internazionalizzazione di Edison è proseguita con ElpEdison, la joint-venture con Hellenic Petroleum, che ha dato vita al secondo operatore del mercato greco, una realtà con una capacità produttiva di 400 MW già in esercizio e 400 MW in costruzione nella centrale di Thisvi. È continuato inoltre l'impegno di Edison nello sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili con la messa in esercizio di nuovi campi eolici, raggiungendo la quota di oltre 400 MW installati.

Signori Azionisti, gli elementi di scenario che hanno caratterizzato l'anno passato sono purtroppo destinati a perdurare anche nel 2010. Ma è proprio nelle condizioni di mercato più difficili che le aziende migliori emergono per la capacità di contrastare la congiuntura e cogliere le opportunità offerte dalla crisi. È in questi momenti che la professionalità delle organizzazioni più solide fa la differenza. Siamo grati a tutti i nostri dipendenti e ai quadri direttivi per l'ottima prova fornita in un momento di grandi difficoltà esterne. Quanto realizzato nel 2009, le strategie di sviluppo, gli investimenti in corso e la grande capacità dei nostri uomini di saper reagire prontamente agli stimoli esterni ci consentono di guardare con ragionevole serenità al futuro, facendoci prevedere per il 2010 risultati soddisfacenti per i nostri Azionisti.



Giuliano Zuccoli
Presidente



Umberto Quadrino
Amministratore Delegato

ORGANI SOCIALI

Consiglio di Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente		Giuliano Zuccoli ⁽²⁾
Amministratore Delegato		Umberto Quadrino ⁽²⁾
Amministratori		Marc Boudier ⁽²⁾⁽³⁾
		Didier Calvez ⁽⁴⁾⁽⁵⁾
	indipendente	Mario Cocchi ⁽³⁾
	indipendente	Gregorio Gitti ⁽³⁾
		Henri Proglio ⁽⁶⁾
	indipendente	Gian Maria Gros-Pietro ⁽³⁾⁽⁴⁾
		Marco Merler ⁽⁴⁾
		Renato Ravanelli ⁽²⁾
		Paolo Rossetti
		Andrea Viero ⁽⁴⁾⁽⁷⁾
		Gerard Wolf

Collegio Sindacale ⁽¹⁾

Presidente	Alfredo Fossati
Sindaci Effettivi	Angelo Palma
	Leonello Schinasi

Società di Revisione ⁽⁸⁾	PricewaterhouseCoopers Spa
--------------------------------------------	----------------------------

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea del 2 aprile 2008 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio d'esercizio 2010.

⁽²⁾ Membro del Comitato Strategico.

⁽³⁾ Membro del Comitato di Remunerazione.

⁽⁴⁾ Cooptato in data 30 aprile 2009, in sostituzione del dimissionario Daniel Camus, e in carica sino alla prossima assemblea del 23 marzo 2010.

⁽⁵⁾ Membro del Comitato per il Controllo Interno.

⁽⁶⁾ Cooptato in data 8 febbraio 2010, in sostituzione del dimissionario Pierre Gadonneix, e in carica sino alla prossima assemblea del 23 marzo 2010.

⁽⁷⁾ Cooptato in data 12 novembre 2008 e nominato dall'assemblea del 31 marzo 2009, in sostituzione del dimissionario Ivan Strozzi.

⁽⁸⁾ Incarico conferito dall'Assemblea del 19 aprile 2005 per il triennio 2005 - 2007 e successivamente prorogato dall'Assemblea del 5 aprile 2007 per il triennio 2008 - 2010.

NOTIZIE RELATIVE AI TITOLI

Numero azioni al 31 dicembre 2009

Azioni ordinarie	5.181.108.251
Azioni di risparmio	110.592.420

Azionisti con partecipazioni rilevanti al 31 dicembre 2009

	% diritti di voto	% possesso
Transalpina di Energia Srl	61,281%	60,001%
EDF Électricité de France Sa ⁽¹⁾	19,359%	18,955%
Carlo Tassara Spa ⁽²⁾	10,025%	9,815%

⁽¹⁾ Quota indiretta.

⁽²⁾ Quota diretta e indiretta.

Nel corso del 2009 Edison ha realizzato investimenti per lo sviluppo del settore eolico in Italia, infatti è entrato in esercizio il parco di Melissa-Strongoli (KR), nella foto, ed è in costruzione il parco di Mistretta (ME).

RELAZIONE SULLA GESTIONE





ANNO 2009

EVENTI DI RILIEVO

Il 20 ottobre 2009 a Rovigo è stata ufficialmente inaugurata la nuova rotta del gas dal Qatar. Edison, attraverso il terminale Adriatic LNG, importerà dal più grande giacimento al mondo più di 8 miliardi di metri cubi di gas all'anno.

SVILUPPO ATTIVITÀ

Chiuso l'accordo tra Edison, governo egiziano e EGPC per la concessione di idrocarburi di Abu Qir in Egitto

In data 15 gennaio 2009, Edison, attraverso la sua controllata Edison International Spa ("Edison"), il Ministro del Petrolio, in rappresentanza della Repubblica Araba di Egitto, e la società Egyptian General Petroleum Corporation ("EGPC") hanno sottoscritto il contratto di assegnazione della concessione off shore di Abu Qir in Egitto a favore di Edison che si è assicurata i relativi diritti di esplorazione, produzione e sviluppo. Edison è operatore della concessione di Abu Qir attraverso una nuova società operativa in cui è presente anche EGPC.

L'assegnazione della concessione ha avuto efficacia immediata e ha seguito la firma dell'accordo sottoscritto in data 2 dicembre 2008 tra Edison ed EGPC e l'approvazione del Parlamento egiziano. La concessione durerà 20 anni con la possibilità di essere prolungata per ulteriori 10 anni su richiesta di Edison. Contestualmente alla firma Edison ha versato la somma stabilita di 1.405 milioni di dollari a favore di EGPC come bonus di firma.

Inoltre, alla fine del mese di marzo 2009, Edison ha effettuato una nuova scoperta di idrocarburi nella concessione di Abu Qir, in seguito alla perforazione di un pozzo - denominato NAQ PII-2 - situato alla profondità di 3.750 metri al largo di Alessandria d'Egitto. Tale pozzo ha prodotto in fase di test una portata cumulativa di 1,85 milioni di metri cubi di gas e 850 barili di condensato al giorno. Per accelerare la messa in produzione del nuovo ritrovamento è stato già avviato il progetto per la costruzione di una nuova piattaforma.

Sulla base di questi dati la nuova scoperta potrà fornire un contributo aggiuntivo del 30% rispetto all'attuale livello produttivo. L'entrata in produzione è prevista per il 2010. Nell'area interessata dalla nuova mineralizzazione, anche le riserve identificate sono superiori a quelle inizialmente previste, confermando in questo modo l'alto potenziale di sviluppo della concessione.

Edison acquista l'80% della AMG Gas di Palermo

In data 10 marzo 2009 è stato perfezionato il trasferimento a Edison da parte di Amg Energia Spa di una quota dell'80% della società Amg Gas Srl, la società di vendita del gas che opera sul territorio di Palermo con oltre 133.000 clienti e un volume di vendita di 80 milioni di metri cubi di gas.

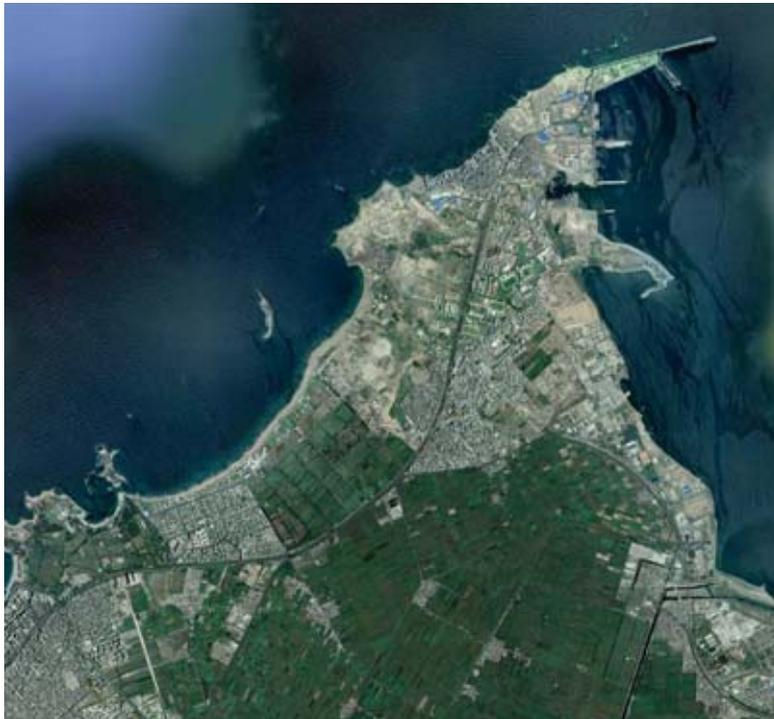
L'operazione si è conclusa in esecuzione dell'assegnazione avvenuta nell'ottobre 2008 tramite bando pubblico indetto dalla società Amg Energia Spa e a seguito dell'ottenimento dell'approvazione da parte dell'autorità antitrust. Il prezzo relativo alla partecipazione è pari a 25,1 milioni di euro.

Attraverso la partecipazione in Amg Gas, Edison raddoppia il numero dei suoi clienti gas superando la soglia delle 300.000 famiglie rifornite a livello nazionale e consolida i suoi obiettivi di crescita volti ad ampliare la sua quota sul mercato residenziale del gas.

ElpEdison: al via il secondo operatore elettrico del mercato greco

In data 12 marzo 2009, a seguito degli accordi firmati il 3 luglio scorso, è stata completata l'operazione di joint venture tra Edison ed Hellenic Petroleum, il principale operatore sul mercato greco degli idrocarburi, attivo anche nel settore elettrico. Diventa così operativa ElpEdison Bv, che si pone l'obiettivo di realizzare una capacità produttiva di oltre 2.000 MW (di cui 390 MW già in esercizio) e di rappresentare tramite le sue società controllate il secondo operatore elettrico del mercato greco.

Sotto il profilo societario l'operazione si è concretizzata attraverso un'operazione di conferimento e di acquisizione che ha avuto come veicolo ElpEdison, in particolare Hellenic Petroleum Sa ha apportato il 50% di Energiaki Thessalonikis Sa, Edison International Holding Nv, ha apportato il 65% di Thisvi Sa e 55 milioni di euro, ElpEdison ha acquistato il restante 50% di Energiaki Thessalonikis Sa da Hellenic Petroleum Sa e Hellenic Petroleum International AG.



Chiuso l'accordo tra Edison, Governo Egiziano e EGPC per l'assegnazione della concessione di idrocarburi di ABU QIR, al largo di Alessandria d'Egitto. Nelle fotografie l'area interessata e alcuni particolari delle piattaforme di produzione.

Energiaki Thessalonikis Sa è la società che gestisce una centrale a ciclo combinato alimentata a gas metano con una potenza di 390 MW a Salonico; l'impianto rappresenta la prima centrale elettrica privata realizzata in Grecia.

Thisvi Sa è la società che sta completando una nuova centrale a ciclo combinato con una potenza di 420 MW a Thisvi, in Grecia Centrale.

Nel mese di settembre 2009 Thisvi Sa è stata fusa per incorporazione in Energiaki Thessalonikis Sa che ha successivamente cambiato la denominazione in Elpedison Power Sa.

In data 15 ottobre, sempre in esecuzione degli accordi del 3 luglio 2008, la società Elpedison Bv ha trasferito a Hed e Halcor (azionisti di minoranza di Thisvi) il 21% delle azioni rappresentanti il capitale di Elpedison Power a fronte del pagamento di un corrispettivo di circa 30,7 milioni di euro. Al termine di queste operazioni Elpedison BV detiene il 75% di Elpedison Power Sa mentre gli azionisti Hed Sa e Halcor Sa possiedono il rimanente 25%.

L'operazione ha già ottenuto il via libera da parte dei competenti enti greci e della commissione europea.

Inoltre, Edison e Hellenic Petroleum hanno costituito Elpedison Trading che opererà come società di trading per la vendita di energia elettrica e la gestione di servizi.

Edison, BEH e DEPA siglano accordo per la realizzazione del gasdotto Grecia-Bulgaria

In data 14 luglio 2009, a Sofia, le società BEH (Bulgarian Energy Holding), DEPA (The Greek Public Gas Corporation) e Edison hanno firmato un Memorandum of Understanding volto alla realizzazione del nuovo gasdotto IGB (Interconnector Greece-Bulgaria) fra Grecia e Bulgaria.

L'IGB è un metanodotto di circa 160 km tra Komotini (Grecia) e Stara Zagora (Bulgaria) con una capacità compresa fra 3 e 5 miliardi di metri cubi di gas l'anno per fornire alla Bulgaria l'accesso a nuove fonti di approvvigionamento attraverso la Grecia. Gli investimenti previsti ammontano complessivamente a 140 milioni di euro, con la possibilità di accesso - in fase di approvazione - ai fondi previsti dall'European Economic Recovery Plan dell'UE per 45 milioni di euro. L'efficacia del Memorandum è subordinata all'approvazione dei competenti organi delle società interessate.

L'accordo prevede la costituzione di una Asset Company paritetica fra BEH e IGI Poseidon per la realizzazione dell'opera. IGI Poseidon è la società partecipata pariticamente da Edison e Depa impegnata nella realizzazione del gasdotto tra Grecia e Italia.

Con la firma di questo accordo Edison conferma la sua presenza nell'area balcanica come operatore di riferimento nel settore energetico e rafforza la valenza regionale del progetto ITGI (Interconnessione Turchia-Grecia-Italia).



Inoltre il 19 ottobre 2009 il Ministro italiano per lo Sviluppo Economico Claudio Scajola e il Ministro turco per l'Energia Taner Yildiz hanno firmato una dichiarazione congiunta relativa al progetto ITGI. La dichiarazione conferma la valenza strategica del progetto come rapido strumento per lo sviluppo del Corridoio Sud di approvvigionamento di gas dall'area del Mar Caspio verso l'Europa attraverso la Turchia. Facendo seguito all'accordo intergovernativo del luglio 2007, i ministri hanno ribadito l'impegno a supportare la finalizzazione degli accordi tra Edison e Botas (società turca che collabora alla realizzazione dell'infrastruttura), necessari per l'avvio della realizzazione del gasdotto. Inoltre, il governo della Turchia conferma l'impegno a garantire al progetto ITGI condizioni di transito tali da assicurarne la competitività.

L'Unione Europea ha riconosciuto la rilevanza strategica di ITGI come Progetto d'Interesse Europeo inserendolo nei progetti per lo sviluppo del Corridoio Sud dell'European Recovery Plan con una proposta di finanziamento di 100 milioni di Euro.

Edison presenta la sua offerta di gas rivolta al mercato residenziale

A un anno dal lancio della prima offerta per l'energia elettrica per le famiglie Edison presenta la sua offerta "Edison Luce&Gas". A partire dal 27 settembre, con un'intensa campagna pubblicitaria sui principali media, Edison si è presentata sul mercato residenziale con un'ampia gamma di soluzioni convenienti per tutte le esigenze di consumo, valide sull'intero territorio nazionale, dalle grandi città fino ai comuni più piccoli.

Edison inaugura la nuova linea elettrica tra Italia e Svizzera

Il 5 ottobre 2009, a Tirano, Edison ha inaugurato la nuova infrastruttura elettrica di collegamento tra Italia e Svizzera, realizzata e gestita da EL.IT.E, società partecipata da Edison per il 48,45%, Raetia Energie per il 46,55% e il Comune di Tirano per il 5%. L'opera, che ha comportato investimenti complessivi per 17 milioni di euro, consiste in un cavo interrato a 150 kV, che si estende per 4,4 Km, collegando Campocologno e Tirano e una stazione elettrica 150/220 kV sita nella cittadina valtellinese dove è installato un particolare ed innovativo dispositivo di trasformazione che consente di regolare il transito di energia. Il nuovo elettrodotto assicura l'incremento di 150 MW della capacità di interconnessione tra Italia e Svizzera, rafforzando in questo modo il collegamento tra il nostro paese ed il Nord Europa in termini sia di sicurezza che di affidabilità.

Edison: aperta la nuova rotta di gas dal Qatar

Il 20 ottobre 2009, a Rovigo, è stata ufficialmente inaugurata la nuova rotta del gas dal Qatar di Edison che, attraverso il terminale Adriatic LNG, importerà dal più grande giacimento al mondo, più di 8 miliardi di metri cubi di gas l'anno. Il terminale ha raggiunto la piena capacità operativa e sarà servito da navi metaniere provenienti da Ras Laffan circa 7 volte al mese.

Il gas liquefatto viene trasferito, attraverso appositi bracci di scarico, dalla nave alle tubazioni che lo conducono infine ai serbatoi del terminale, per raffreddarli alla temperatura necessaria per lo stoccaggio e la successiva rigassificazione; completato il processo di raffreddamento, il terminale è pronto a trasferire il gas alla rete nazionale di distribuzione.

Il gas già in distribuzione sulla rete nazionale, contribuisce alla diversificazione e alla sicurezza delle fonti energetiche in Italia, oltre che dare un importante impulso alla concorrenza sul mercato con benefici per imprese e famiglie.

A regime, la struttura potrà immettere nella rete nazionale fino a 8 miliardi di metri cubi di gas l'anno, pari a circa il 10% del consumo nazionale. Terminale GNL Adriatico è una società partecipata al 45% da Qatar Terminal Limited - un'affiliata di Qatar Petroleum - al 45% da ExxonMobil Italiana Gas e al 10% da Edison. L'80% della capacità del terminale è destinata ad Edison, per un periodo di 25 anni, per rigassificare il GNL importato dal giacimento North Field, in Qatar, in base all'accordo di fornitura siglato con Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II). Il rimanente 20% della capacità, di cui il 12% è già stato allocato, è a disposizione del mercato secondo le procedure definite dal Ministero per lo Sviluppo Economico e dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

RAFFORZAMENTO FINANZIARIO

Ottenute linee di credito a tre anni per 600 milioni di euro

In data 27 maggio 2009 Edison Spa ha sottoscritto un contratto di finanziamento a 3 anni per un ammontare di 600 milioni di euro con un pool di banche internazionali composto da Unicredit Group, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Sa, Bnp Paribas Sa - BNL, Calyon Sa, Intesa Sanpaolo Spa (Banca Agente) e Société Générale Sa. L'operazione, avvenuta su base Club Deal, non prevede un'attività di sindacazione. Il finanziamento, Term Loan Senior Unsecured, scade nel maggio 2012, con rimborso in un'unica soluzione, e prevede un tasso d'interesse indicizzato all'euribor maggiorato di un margine in linea con le attuali migliori condizioni di mercato.

Grazie a questa linea di credito Edison rfinanzia a medio termine parte del proprio debito a breve. In questo modo risultano accresciuti i margini di flessibilità nella gestione della liquidità e si consolida la provvista finanziaria grazie all'allungamento delle scadenze.

Il terminale Adriatic LNG ha raggiunto la piena capacità operativa a fine 2009. Il flusso delle navi metaniere dal giacimento North Field in Qatar è costante ed in linea con i programmi contrattuali (7 navi/mese).



Autorizzate emissioni obbligazionarie sino a 2 miliardi di euro

In data 25 giugno 2009 il Consiglio di Amministrazione di Edison Spa ha deliberato l'avvio di un nuovo Euro Medium Term Note Programme, per regolare le condizioni generali di future emissioni di Eurobond da parte di Edison fino ad un massimo di due miliardi di euro. Ciò allo scopo di mettere a disposizione della società una fonte di finanziamento efficiente ed elastica.

Conclusa con successo l'emissione obbligazionaria da 700 milioni di euro

In data 16 luglio 2009 Edison Spa ha concluso, con una domanda superiore ai 7 miliardi di euro, il collocamento presso la Borsa del Lussemburgo di un prestito obbligazionario di 700 milioni di euro della durata di cinque anni e riservato esclusivamente a investitori qualificati.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di 50 mila euro e scadono il 22 luglio 2014, pagano una cedola lorda annua pari al 4,25% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari a 99,841.

ALTRI FATTI DI RILIEVO

Moody's e Standard & Poor's confermano il rating di Edison

In data 7 luglio 2009, l'agenzia di rating Moody's Investors Services ha confermato, alla fine della propria review annuale, il merito di credito a lungo termine di Edison a Baa2. Successivamente, in data 29 settembre 2009, anche l'agenzia di rating Standard & Poor's ha confermato il merito di credito a lungo termine di Edison a BBB+. Tenuto conto del quadro competitivo italiano determinato dalla significativa riduzione nella domanda nazionale di elettricità e gas e di un possibile rallentamento della ripresa economica nel 2010 entrambe le agenzie di rating hanno rivisto l'outlook da "stabile" a "negativo".

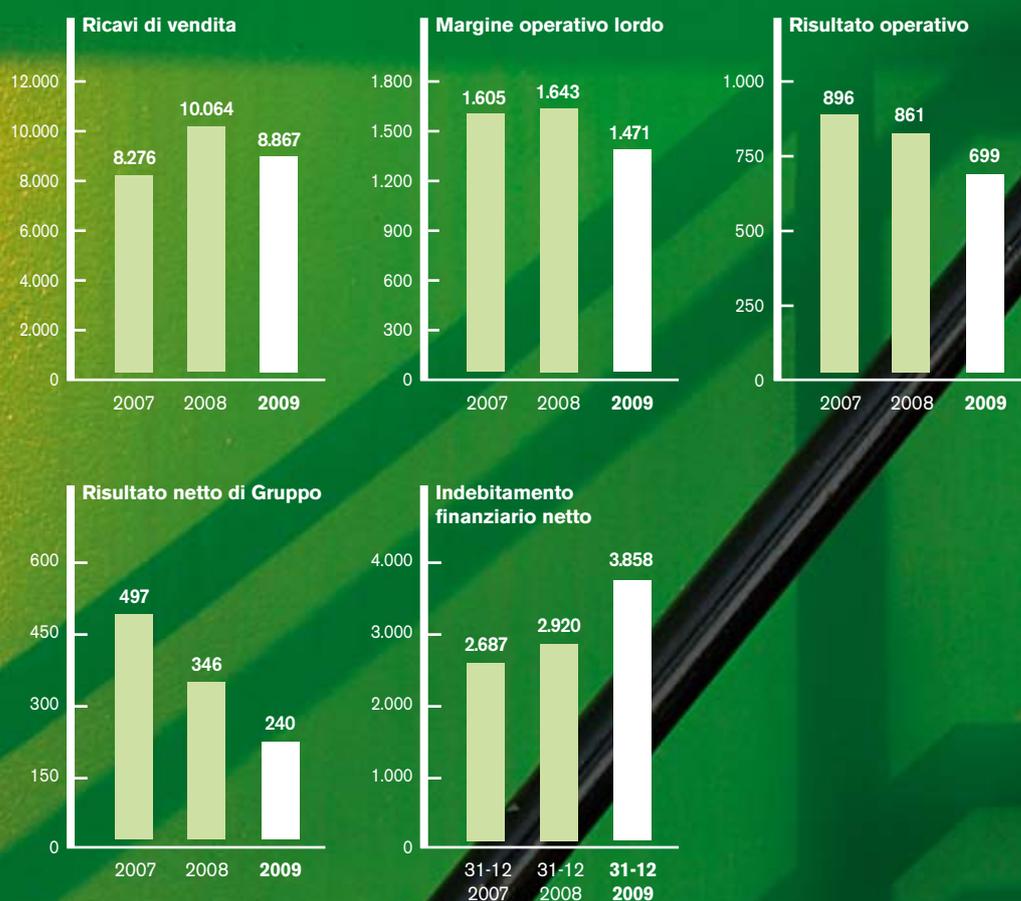
FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 31 DICEMBRE 2009

Per la descrizione di altri eventi successivi alla data di chiusura dell'esercizio cui il presente bilancio si riferisce, si rimanda al paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo il 31 dicembre 2009" contenuto nel Bilancio Consolidato.



SINTESI ANDAMENTO DEL GRUPPO

(in milioni di euro)



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-EU. 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

(in milioni di euro)	Esercizio 2009 (*)	Esercizio 2008 (*)	Variazione %
Ricavi di vendita	8.867	10.064	(11,9%)
Margine operativo lordo	1.471	1.643	(10,5%)
<i>% sui Ricavi di vendita</i>	16,6%	16,3%	
Risultato operativo	699	861	(18,8%)
<i>% sui Ricavi di vendita</i>	7,9%	8,6%	
Risultato prima delle imposte	529	730	(27,5%)
Risultato netto di Gruppo	240	346	(30,6%)
Investimenti in immobilizzazioni	1.679	582	n.s.
Investimenti in esplorazione	66	62	6,5%
Capitale investito netto (A+B)	12.112	10.993	10,2%
Indebitamento finanziario netto (A) ⁽¹⁾	3.858	2.920	32,1%
Patrimonio netto (compresa quota terzi) (B)	8.254	8.073	2,2%
Patrimonio netto di Gruppo	8.077	7.909	2,1%
ROI ⁽²⁾	6,22%	8,08%	
ROE ⁽³⁾	3,00%	4,35%	
Debt / Equity (A/B)	0,47	0,36	
Gearing (A/A+B)	32%	27%	
Dipendenti (numero) ⁽⁴⁾	3.923	2.961	32,5%

⁽¹⁾ La composizione di questa voce è illustrata nel paragrafo "Indebitamento finanziario netto" del Bilancio consolidato.

⁽²⁾ Risultato operativo/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.

⁽³⁾ Utile di competenza di Gruppo/Patrimonio netto di Gruppo medio. La media del Patrimonio netto è la media aritmetica del Patrimonio netto a fine periodo e di quello a fine dell'esercizio precedente.

⁽⁴⁾ Società consolidate integralmente e quota di spettanza delle società consolidate con il metodo proporzionale.

(*) I ricavi di vendita riflettono la nuova esposizione dell'attività di trading che evidenzia il solo "margine di negoziazione" (net presentation).

Edison Spa

(in milioni di euro)	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Ricavi di vendita	5.007	5.927	(15,5%)
Margine operativo lordo	647	676	(4,4%)
<i>% sui Ricavi di vendita</i>	12,9%	11,4%	
Risultato operativo	278	231	20,3%
<i>% sui Ricavi di vendita</i>	5,6%	3,9%	
Risultato netto dell'esercizio	423	374	13,1%
Investimenti in immobilizzazioni	217	233	(6,9%)
Capitale investito netto	8.317	8.303	0,2%
Indebitamento finanziario netto	1.188	1.534	(22,6%)
Patrimonio netto	7.129	6.769	5,3%
Debt/equity	0,17	0,23	(26,5%)
Dipendenti	1.735	1.697	2,2%

Ricavi di vendita e margine operativo lordo per settore

(in milioni di euro)	Esercizio 2009 (*)	Esercizio 2008 (*)	Variazione %
Filiera energia elettrica ⁽¹⁾			
Ricavi di vendita	6.463	7.687	(15,9%)
Margine operativo lordo	1.227	1.326	(7,5%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	19,0%	17,2%	
Filiera idrocarburi ⁽²⁾			
Ricavi di vendita	4.158	5.093	(18,4%)
Margine operativo lordo	347	405	(14,3%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	8,3%	8,0%	
Corporate ⁽³⁾			
Ricavi di vendita	53	77	(31,2%)
Margine operativo lordo	(103)	(88)	(17,0%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	<i>n.s.</i>	<i>n.s.</i>	
Elisioni			
Ricavi di vendita	(1.807)	(2.793)	35,3%
Margine operativo lordo	-	-	
Gruppo Edison			
Ricavi di vendita	8.867	10.064	(11,9%)
Margine operativo lordo	1.471	1.643	(10,5%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	16,6%	16,3%	

(1) Attività svolta dalle Business Unit: Asset Elettrici, Energy Management e Marketing & Commerciale.

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

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

(*) I ricavi di vendita riflettono la nuova esposizione dell'attività di trading che evidenzia il solo "margine di negoziazione" (net presentation).

ANDAMENTO E RISULTATI 2009 DEL GRUPPO E PREVEDIBILE EVOLUZIONE NEL 2010

Andamento della gestione

Nell'esercizio 2009 i ricavi di vendita sono passati da 10.064 milioni di euro a 8.867 milioni di euro, in diminuzione dell'11,9%, a causa del decremento dei ricavi unitari legati all'andamento dello scenario energetico e alla contrazione dei volumi venduti in Italia in conseguenza del difficile contesto di mercato che l'economia italiana sta attraversando testimoniato da una generalizzata riduzione dei consumi di gas ed energia a livello nazionale. Va peraltro evidenziato come, a dispetto del calo dei volumi totali venduti, il Gruppo abbia perseguito con successo la strategia di aumento di vendite nei segmenti di clientela finale realizzando in entrambi i settori importanti target di crescita, +24,6 % nel settore elettrico e +12,4% nel settore idrocarburi.

Il margine operativo lordo è passato da 1.643 milioni di euro a 1.471 milioni di euro, con un decremento del 10,5%, che ha interessato entrambi i settori. Si segnala tuttavia, come, a parità di perimetro ed escludendo effetti non ricorrenti, tale risultato sia sostanzialmente in linea con quello del 2008. Infatti, per quanto riguarda la Filiera Elettrica vi ha contribuito il segmento CIP 6/92 sul quale nello scorso anno erano stati contabilizzati proventi straordinari e non ricorrenti per 81 milioni di euro legati al rimborso degli oneri sostenuti in anni antecedenti per i certificati verdi e la CO₂; nel corrente esercizio tale segmento ha inoltre patito la scadenza di convenzioni ed incentivi ed il margine cessante legato alla cessione di sette centrali ad aprile dell'anno scorso. Vi ha altresì contribuito il segmento delle vendite sui mercati non regolamentati a causa del calo di volumi prodotti e venduti sulla borsa elettrica (IPEX) a sua volta dettato da una minore domanda nazionale di energia e della minore redditività dell'MSD (Mercato Servizi di Dispacciamento). Si ricorda peraltro che il margine operativo lordo del 2008 beneficiava della plusvalenza per la cessione del 60% di Hydros pari a 79 milioni di euro.

Per quanto riguarda la Filiera Idrocarburi si segnala la sensibile riduzione dei margini realizzati sulle attività di produzione gas e olio in Italia, a causa della forte contrazione dello scenario, che solo in parte è stata attenuata dal contributo riveniente dall'acquisizione della concessione egiziana di Abu Qir.

Il risultato operativo consolidato si attesta a 699 milioni di euro e risulta, per le ragioni sopra dette, in flessione del 18,8% rispetto a quello dello stesso periodo dell'anno scorso (861 milioni di euro).

Il risultato del Gruppo prima delle imposte è risultato pari a 529 milioni di euro (730 milioni nel 2008), mostrando una flessione del 27,5%. Tale flessione, oltre alle dinamiche della gestione operativa appena commentate, è in parte dovuta all'aumento degli oneri finanziari, su cui hanno inciso maggiori perdite nette su cambi e l'assenza di effetti straordinari che si erano verificati nel 2008.

Il carico fiscale corrente risente delle disposizioni contenute nella Legge 23 luglio 2009 n. 99, che ha innalzato l'aliquota dell'addizionale Ires (cosiddetta "Robin Hood Tax") dal 5,5% al 6,5% con conseguenti effetti negativi per 19 milioni di euro (di cui 11 milioni di euro per imposte differite e 8 milioni di euro per imposte correnti). Si ricorda, che al 31 dicembre 2008, a seguito dell'introduzione della Robin Hood Tax e del D.L. 185/08, l'adeguamento delle imposte differite aveva inciso complessivamente per 90 milioni di euro circa.

Tali effetti fanno sì che il risultato netto si attesti a 240 milioni di euro, in diminuzione del 30,6% rispetto al corrispondente periodo del 2008 (346 milioni di euro).

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2009 è risultato pari a 3.858 milioni di euro, in aumento rispetto ai 2.920 milioni rilevati a fine dicembre 2008 principalmente per il pagamento del bonus di firma connesso all'acquisizione della concessione di Abu Qir in Egitto (pari a 1.011 milioni di euro). Per un'analisi più dettagliata delle principali componenti si rimanda al paragrafo "*Indebitamento finanziario netto*" contenuto all'interno del Bilancio consolidato.

Nel prospetto che segue si fornisce l'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto:

(in milioni di euro)	Esercizio 2009	Esercizio 2008
A. (Indebitamento) finanziario netto iniziale	(2.920)	(2.687)
Margine operativo lordo	1.471	1.643
Variazione del capitale circolante operativo	274	(465)
Imposte dirette pagate (-)	(401)	(396)
Variazione altre attività (passività)	28	(169)
B. Cash flow operativo	1.372	613
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-) ⁽¹⁾	(1.745)	(644)
Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)	(136)	(232)
Prezzo di cessione immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	58	421
Dividendi incassati	1	2
C. Cash flow disponibile (Generazione di cassa)	(450)	160
(Oneri) proventi finanziari netti	(156)	(100)
Apporti di capitale sociale e riserve	-	3
Dividendi pagati (-)	(278)	(281)
D. Cash flow dopo la gestione finanziaria	(884)	218
Variazione area di consolidamento	(54)	(15)
E. Cash flow netto del periodo	(938)	233
F. (Indebitamento) finanziario netto finale	(3.858)	(2.920)

⁽¹⁾ I dati 2009 includono l'esborso legato all'acquisto della concessione di Abu Qir per 1.011 milioni di euro.

Previsioni 2010

Nel 2010 la domanda di energia elettrica e di gas sarà marginalmente migliore rispetto a quella del 2009, ma ancora lontana dai livelli pre-crisi. Gli elementi di scenario che hanno caratterizzato l'anno trascorso sono quindi destinati a perdurare. L'esperienza gestionale maturata nel 2009 dall'azienda consente tuttavia di guardare al futuro con ragionevole fiducia. Gli investimenti effettuati e quelli previsti, i nuovi obiettivi del programma di Eccellenza Operativa e le azioni commerciali in corso consentono di prevedere per il 2010 risultati in linea con quelli del trascorso esercizio.

EDISON E I MERCATI FINANZIARI

Grafico andamento della quotazione Edison anno 2009.



⁽¹⁾ Dal 2 gennaio 2009 al 29 maggio 2009 indice Mibtel; dal 1° giugno 2009 al 31 dicembre 2009 indice Ftse Italia all share che ha rimpiazzato il Mibtel con un paniere complessivo di 250 titoli anziché i precedenti 275.

⁽²⁾ L'indice FTSE MIB ha sostituito l'indice S&P/MIB.

Quotazioni e altri indicatori per azione

(in euro)	31 Dicembre 2009	31 Dicembre 2008
Edison Spa		
Quotazione di Borsa (valore unitario in euro) ⁽¹⁾ :		
- azioni ordinarie	1,0463	0,9518
- azioni di risparmio	1,2939	1,1732
Numero azioni (a fine periodo):		
- azioni ordinarie	5.181.108.251	5.181.108.251
- azioni di risparmio	110.592.420	110.592.420
Totale azioni	5.291.700.671	5.291.700.671
Gruppo Edison		
Utile per azione:		
risultato di base azioni ordinarie ⁽²⁾	0,0448	0,0647
risultato di base azioni di risparmio ⁽²⁾	0,0748	0,0947
risultato diluito azioni ordinarie ⁽²⁾	0,0448	0,0647
risultato diluito azioni di risparmio ⁽²⁾	0,0748	0,0947
Patrim. netto di Gruppo per az. (in euro)	1,526	1,495
Prezzo / Utile per azione (P/E) ⁽³⁾	23,77	13,88

⁽¹⁾ Media aritmetica semplice dei prezzi nell'ultimo mese solare del periodo di riferimento.

⁽²⁾ Calcolato in base al principio IAS n. 33.

⁽³⁾ Rapporto fra il prezzo dell'azione ordinaria a fine periodo e l'utile per azione di base.

Altri indicatori finanziari

Rating	Corrente	31 Dicembre 2008
Standard & Poor's		
Rating M/L	BBB+	BBB+
Outlook M/L termine	Negative	Stable
Rating B/T	A-2	A-2
Moody's		
Rating	Baa2	Baa2
Outlook M/L termine	Negative	Stable



SCENARIO IN EVOLUZIONE MERCATI E NORMATIVE

Edison ha completato nel periodo 2002-2007 uno dei più importanti piani di investimento in Europa nel settore elettrico raggiungendo una capacità installata complessiva di 12.3 GW.

QUADRO ECONOMICO DI RIFERIMENTO

Il 2009 verrà ricordato come l'anno in cui si sono manifestati in modo dirompente gli effetti negativi della profonda crisi economico-finanziaria originata dalla "bolla" immobiliare e finanziaria che, iniziata subito dopo la precedente bolla dell'hi-tech, ha avuto il suo epicentro negli Stati Uniti ed ha coinvolto in una seconda fase anche altri Paesi che hanno seguito il modello americano come Gran Bretagna, Irlanda, Islanda, Olanda e Spagna. Per questi paesi la cui crescita appariva più forte rispetto a quella di altre nazioni industrializzate, come il Giappone, la Francia, la Germania e soprattutto l'Italia, la storia più recente ha dimostrato che tale impulso era dovuto soprattutto al fortissimo indebitamento privato di famiglie e imprese che spingendo in maniera artificiale consumi e investimenti ha fatto sì che tali economie crescessero nell'ultimo decennio in un modo squilibrato e insostenibile nel tempo.

Nel 2009 l'economia mondiale ha così dovuto fare i conti con la contrazione del Pil su scala mondiale, la caduta generalizzata dei consumi e degli investimenti, il crollo del commercio internazionale, l'aumento vertiginoso della disoccupazione soprattutto in alcuni paesi (Stati Uniti e Spagna in testa), le grosse difficoltà, non ancora completamente superate, dei mercati finanziari.

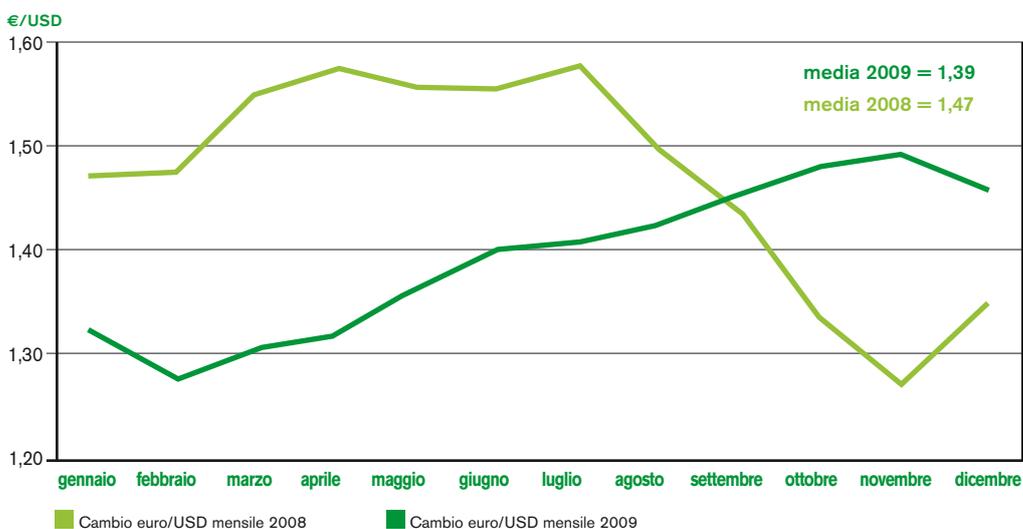
Si è assistito pertanto ad un generale arretramento di tutte le principali economie nazionali; negli Stati Uniti la contrazione del Pil è stata determinata soprattutto dal crollo della domanda interna di consumi e investimenti, specialmente nel settore immobiliare; in Europa, le maggiori flessioni di Pil hanno riguardato soprattutto Irlanda e Regno Unito il cui sviluppo negli ultimi anni era stato legato al settore immobiliare e finanziario, e spesso con ingenti afflussi di capitali esteri; anche la Germania e l'Italia, fortemente dipendenti dalle esportazioni, hanno visto ridursi pesantemente la propria capacità di generazione di ricchezza a causa del crollo del commercio mondiale. Pure riguardo ai paesi emergenti, che inizialmente si erano ritenuti meno esposti alla crisi data la scarsa integrazione dei loro mercati con il sistema finanziario globale, si è osservata una generale contrazione del Pil, in particolar modo per i paesi dell'est europeo ed asiatici (fatta eccezione per Cina e India che hanno rallentato la loro crescita), riducendo così il loro ruolo di propulsori della crescita globale.

Complessivamente, il dato 2009 registra una riduzione del Pil mondiale pari a circa lo 0,4% e una contrazione del commercio mondiale superiore al 12%, entrambi largamente determinati da quanto accaduto tra la fine del 2008 e i primi mesi del 2009. Il secondo trimestre del 2009 ha infatti segnato il superamento del punto di minimo del ciclo economico con l'inizio del rallentamento della flessione del Pil mondiale grazie al contributo dei paesi industrializzati che, in larga parte, hanno interrotto la propria caduta anche grazie agli incentivi fiscali messi in campo per sostenere la domanda interna (soprattutto Francia, Germania e Giappone), e di alcuni paesi emergenti (India e Cina in testa) la cui crescita ha ricominciato ad accelerare grazie a una favorevole situazione strutturale rispetto alla crisi dei mercati finanziari e a politiche economiche espansive. Nel terzo trimestre del 2009, grazie ai massicci interventi di stimolo varati dai governi per contrastare la crisi economico-finanziaria, le economie statunitense e dell'area euro sono uscite entrambe dalla recessione, con un ritmo di ripresa apparso più dinamico negli Stati Uniti grazie alle maggiori misure adottate a sostegno della domanda interna e della disponibilità di liquidità. A consuntivo 2009 il Pil degli Stati Uniti dovrebbe ridursi del 2,6%, quello dell'area euro del 4,0%, quello del Giappone del 5,5%, mentre per l'Italia si prevede una contrazione del 4,8%. Il 2010 dovrebbe, invece, essere l'anno dell'avvio della ripresa economica.

Quanto ai tassi di interesse, per cercare di rilanciare l'economia in pesante difficoltà per tutto il 2009 la Fed ha mantenuto il costo del denaro al minimo storico dello 0,25% fissato nel mese di dicembre 2008. Il tasso di inflazione Usa si è ridotto pesantemente passando dal +3,8% del 2008 al -0,4% del 2009. Più prudente l'atteggiamento della Banca Centrale Europea che ha mantenuto il costo del de-

naro al tasso del +1%. Il tasso di inflazione dell'area euro, analogamente a quello americano, si è ridotto significativamente nel corso del 2009, passando dal +3,3% del 2008 al +0,3% del 2009. Leggermente superiore l'inflazione italiana, attestatasi nel 2009 al +0,8% (nel 2008 aveva raggiunto il +3,4%).

Per quanto riguarda l'andamento del tasso di cambio euro/dollaro, il 2009 è stato caratterizzato da un continuo apprezzamento della valuta europea. Fatta eccezione per il mese di febbraio, che ha visto un deprezzamento dell'euro scambiato mediamente a 1,28 USD contro l'1,32 USD del mese di gennaio, a partire dal mese di marzo la moneta europea ha ripreso ad apprezzarsi fino ad arrivare a un cambio medio di 1,49 USD nel mese di novembre, per poi cedere leggermente nel mese di dicembre, venendo scambiata a 1,46 dollari. La media annuale del cambio euro/dollaro è stata pari a 1,39 USD per euro, inferiore di circa il 5,3% a quella del 2008 pari a 1,47 USD per euro.



ANDAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO ITALIANO

Bilancio di energia elettrica in Italia e scenario di riferimento

TWh	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Produzione netta	278,2	307,1	(9,4%)
Saldo netto import/export	44,4	40,0	11,0%
Consumo pompaggi	(5,7)	(7,6)	(24,8%)
Totale domanda	316,9	339,5	(6,7%)

Fonte: elaborazioni su dati ufficiali 2008 e preconsuntivi 2009 Terna ed AU al lordo delle perdite di rete.

La domanda lorda complessiva di energia elettrica in Italia nell'esercizio 2009 è stata pari a 316,9 TWh (TWh = miliardi di kWh) in riduzione del 6,7% rispetto all'esercizio precedente, riduzione concentrata prevalentemente nel primo semestre; in termini decalendarizzati (i.e. depurando il dato dagli effetti derivanti da variazioni della temperatura media e del numero di giornate lavorative), si registra invece una flessione del 6,5%.

La forte contrazione della richiesta di energia di 22,6 TWh ed il contestuale incremento delle importazioni nette di 4,4 TWh, unitamente alla diminuzione dell'assorbimento dei pompaggi (1,9 TWh) hanno causato una marcata riduzione della produzione nazionale netta di 28,9 TWh. La produzione nazionale del periodo, al netto dei pompaggi, ha quindi coperto l'86,0% della domanda rispetto all'88,2% del 2008 mentre le importazioni nette sono salite al 14,0% (dal 11,8%).

L'aumento delle importazioni nette di 4,4 TWh è dato dal saldo dell'aumento di 3,1 TWh delle importazioni e della riduzione di 1,3 TWh delle esportazioni. In particolare si è verificato un sensibile incremento delle importazioni nette da nord-est (frontiere Austria e Slovenia) di 1,9 TWh (+31,9%) e un lieve decremento delle importazioni nette da nord-ovest (frontiere Francia e Svizzera) di 0,9 TWh (-2,4%).

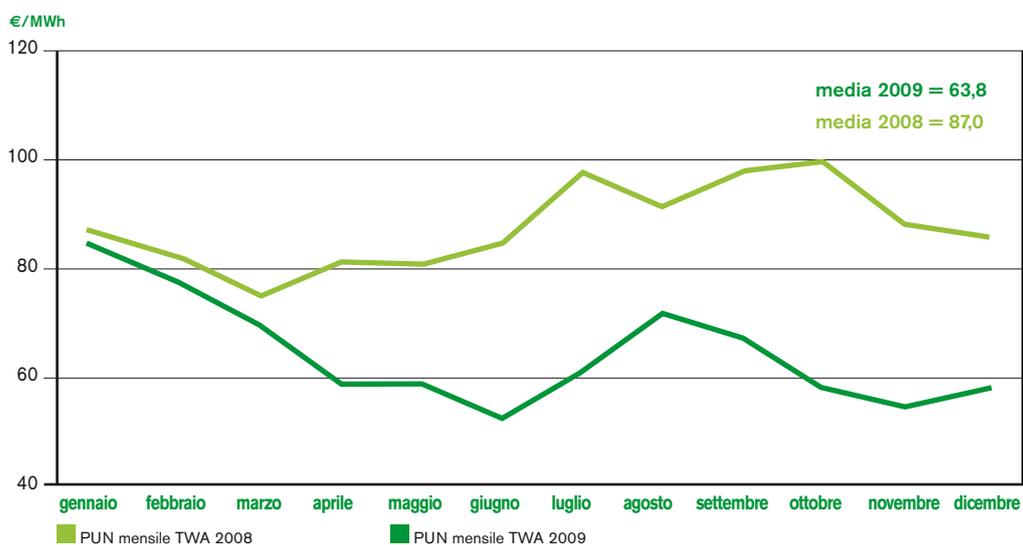
Se alla marcata riduzione della produzione nazionale netta di 28,9 TWh si aggiunge il sensibile incremento della produzione da fonti rinnovabili pari a 5,4 TWh (+9,3%), combinato con una leggera riduzione del consumo dei servizi ausiliari (-1,0 TWh), ne consegue una forte riduzione della produzione termoelettrica lorda per 35,3 TWh (-13,5%).

In particolare, per quanto riguarda le principali fonti rinnovabili si segnala un sensibile incremento delle produzioni idroelettriche (+4,5 TWh; 9,6%), a seguito dell'elevata idraulicità dei primi mesi dell'anno, e delle produzioni eoliche (+1,0 TWh; 20,4%); le produzioni geotermoelettriche rimangono invece sostanzialmente stazionarie (-0,2 TWh).

Il fabbisogno del mercato servito dall'Acquirente Unico (mercato di maggior tutela) si attesta a 95,7 TWh in riduzione del 4,8% rispetto al 2008 (-4,9 TWh); l'incidenza percentuale di questo mercato sul totale della domanda nazionale rimane stabile su valori prossimi al 30% (30,2% nel 2009 e 29,6% nel 2008) nonostante il continuo processo di migrazione sotto la spinta della piena liberalizzazione del mercato elettrico (Direttiva 2003/54/CE). La contrazione dei consumi legata alla crisi economica ha infatti colpito maggiormente i consumi dei clienti serviti dai fornitori privati (prevalentemente le industrie); questo mercato (c.d. mercato libero), inclusi gli autoconsumi e la salvaguardia, registra un calo di 17,8 TWh (-7,4%) attestandosi al 69,8% della domanda nazionale.

Nel mercato elettrico italiano, al 31 dicembre 2009 la quotazione media del PUN TWA (Prezzo Unico Nazionale Time Weighted Average), si è attestata ad un livello di 63,8 euro/MWh, registrando un decremento di circa il 26,7% rispetto al 2008 (87,0 euro/MWh). Tra i fattori che influiscono su questa diminuzione si segnala soprattutto la pressione competitiva dettata dalla contrazione del fabbisogno energetico già descritto nel paragrafo precedente, unitamente alla discesa del Brent e di converso dei prodotti petroliferi derivati, del carbone ARA CIF (-52,1% rispetto al 2008) e degli oneri ambientali (-40,3 % discesa del prezzo della CO₂).

L'andamento mensile rispetto all'anno precedente è rappresentato dal grafico seguente, in cui si nota una significativa discesa del PUN fino a tutto il primo semestre 2009 in virtù dell'isteresi temporale con cui le modifiche del livello di prezzo del Brent incidono sul prezzo del gas naturale.



Bilancio di Gas Naturale in Italia e scenario di riferimento

Mld/mc	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Servizi e usi civili	30,9	30,2	2,2%
Usi industriali	16,8	18,7	(10,1%)
Usi termoelettrici	28,5	34,1	(16,2%)
Autotrazione	0,6	0,7	(10,8%)
Autoconsumi e perdite	1,0	1,0	(5,7%)
Totale domanda	77,8	84,7	(8,1%)

Fonte: dati ufficiali 2008 e preliminari 2009 Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.



Lo sport rappresenta per Edison un'importante leva per raggiungere il grande pubblico e i clienti contribuendo in questo modo al raggiungimento dei nostri obiettivi di business.

La domanda di gas naturale in Italia nel 2009 ha fatto registrare una contrazione dell'8,1% rispetto all'anno precedente attestandosi a circa 77,8 Mld di mc, confermando il trend negativo atteso, imputabile al procrastinarsi della crisi economico-finanziaria iniziata nella seconda metà del 2008.

In particolare la contrazione dei consumi risulta più significativa nel primo semestre dell'anno, con particolare riferimento ai settori industriale e termoelettrico. Più contenuto l'effetto crisi nella seconda parte del 2009 dove i consumi hanno lievemente ridotto il differenziale rispetto al secondo semestre 2008 già penalizzato dai primi segnali della crisi.

In dettaglio, l'andamento del 2009 registra le seguenti dinamiche:

- significativa riduzione dei consumi termoelettrici (-16,2%) dove l'effetto crisi si è fatto sentire maggiormente;
- contrazione dei consumi nel comparto industriale (-10,1%), in cui l'effetto crisi ha gravato soprattutto nel primo semestre, andando a ridursi sensibilmente nella seconda parte dell'anno;
- lieve incremento dei consumi domestici (+2,2%) legato in particolare alla dinamica termica.

A seguito dell'attuale congiuntura economica, la ripartizione della domanda gas nel 2009 mostra un parziale riassetto dei consumi a favore degli usi civili (pari al 40% del totale consumato, in aumento di circa il 4%), ed uno svantaggio del settore termoelettrico (che si attesta al 37% del totale consumato, penalizzato da una diminuzione pari al 3%); stabile invece il settore industriale che contribuisce per il 22% dei consumi totali.

In termini di fonti di approvvigionamento il 2009 ha registrato:

- la progressiva diminuzione della produzione nazionale (-9%, andamento in linea con il trend decrescente registrato negli ultimi anni e atteso per il futuro);
- riduzione delle importazioni (-10%) imputabile principalmente ai minori ritiri per effetto della crisi (da ricordare anche la disputa tra Russia e Ucraina verificatasi nel mese di gennaio 2009 che ha causato un underdelivery pari a 1,1 Mld di mc);
- un saldo a stoccaggio in prelievo per circa un miliardo di mc su base annua in linea con l'andamento del bilanciamento del sistema.

Per quanto attiene lo scenario petrolifero di riferimento, nel 2009 il prezzo del petrolio si è mantenuto all'interno della forchetta 40-80 dollari al barile, toccando il minimo nel mese di febbraio quando la quotazione media mensile si è attestata sui 42,95 dollari/barile e raggiungendo la quotazione massima nel mese di novembre, pari a 76,83 dollari/barile. Nel complesso, rispetto al 2008 il prezzo del Brent si è ridotto del -36,4% passando da una quotazione media di 98,4 dollari/barile nel 2008 a una quotazione media di 62,6 dollari/barile nel 2009.

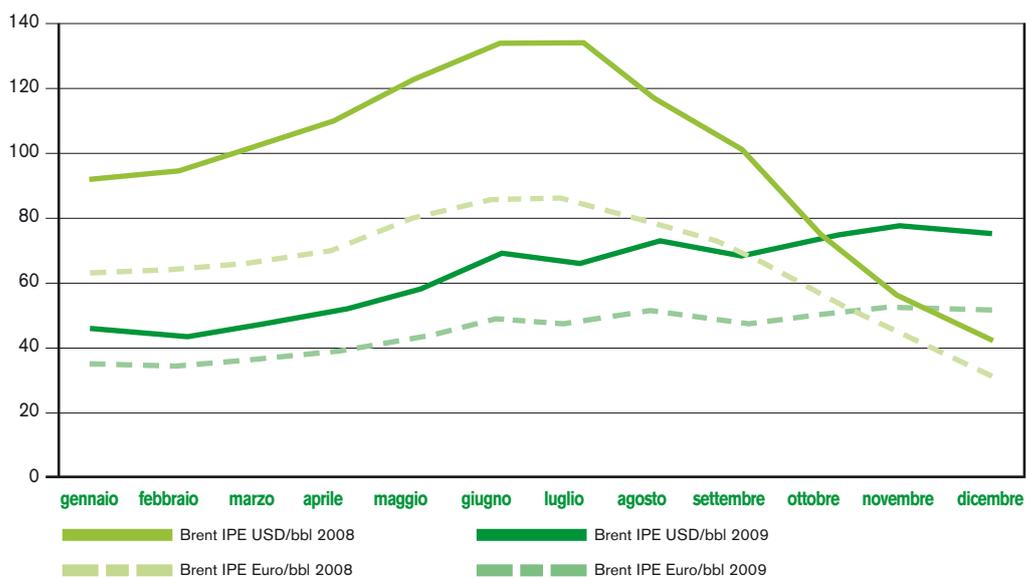


La tabella ed il grafico che seguono riportano i valori annuali medi e la dinamica mensile nel corso dell'anno corrente e dell'anno precedente:

	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Prezzo petrolio USD/bbl ⁽¹⁾	62,6	98,4	(36,4%)
Cambio USD/euro	1,39	1,47	(5,3%)
Prezzo petrolio euro/bbl	44,9	66,9	(32,9%)
CCI euro/000 mc ⁽²⁾	282,4	317,9	(11,2%)

⁽¹⁾ Brent IPE.

⁽²⁾ CCI (Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingresso) fissato dalla delibera 134/06 e aggiornato in accordo alla delibera ARG/gas 192/08.



Si ricorda che il commentato scenario petrolifero si traduce, in virtù dell'isteresi temporale con cui esso è riflesso nei prezzi del gas, in un andamento dei prezzi del gas naturale a volte anche molto differenti; a titolo esemplificativo la componente tariffaria CCI (*Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingresso*) che vale 317,9 €/000 mc nell'anno 2008 e 282,4 €/000 mc nell'anno 2009, registra un decremento dell'11,2% molto più contenuto rispetto a quello già commentato del Brent (-36,4%).

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO

Nel seguito si evidenziano i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa che si è succeduta nel corso del 2009 per i diversi ambiti del business aziendale.

Energia elettrica

Produzione

Costo evitato combustibile (CEC): con il provvedimento ARG/elt 50/09 l'Autorità, a seguito della sentenza TAR avverso la Delibera 154/08 ed in attesa della definizione del giudizio dinanzi al Consiglio di Stato, ha stabilito in via provvisoria il conguaglio per l'anno 2008 del CEC, deliberando l'applicazione delle modalità di calcolo previste dalla delibera 249/06 precedentemente in vigore. Edison, sulla base della mancata esecuzione da parte dell'AEEG della sentenza del TAR Lombardia con cui era stato accolto il ricorso avverso la delibera AEEG ARG/gas 154/08, ha impugnato la Delibera 50/09. In data 2 novembre 2009 Edison ha depositato il ricorso al Consiglio di Stato in merito alla delibera 154/08 sulla base dell'inadeguata interpretazione del TAR del principio di "aderenza alla effettiva struttura dei costi del mercato del gas naturale" (eccessiva aleatorietà concessa ad AEEG nella quantificazione dei corrispettivi che compongono il CEC).

Idroelettrico: permane la grave situazione di vuoto normativo conseguente alla sentenza del 14 gennaio 2008 n. 1 della Corte Costituzionale che aveva dichiarato l'incostituzionalità della proroga decennale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione introdotta nell'ordinamento italiano dalla Legge Finanziaria 2006 (L. 266/2005).

Nel mese di novembre 2009 è tornato a riunirsi il Tavolo di Lavoro tecnico costituito presso la Conferenza Unificata, per analizzare e risolvere le problematiche sottese al rinnovo delle concessioni, che tuttavia ha preso in esame una proposta normativa presentata dalle Regioni potenzialmente pregiudizievole per gli operatori in termini di maggiori oneri e che non prevede al momento nessuna modifica dei termini di scadenza delle concessioni.

È auspicabile arrivare quanto prima ad una disciplina legislativa primaria finalizzata al riordino della normativa nazionale in materia.

Risoluzione anticipata Convenzioni CIP 6/92: l'articolo 30, comma 20, della legge 23 luglio 2009, n. 99 (cd Legge Sviluppo), prevede l'introduzione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92, a cui i produttori possono aderire volontariamente.

In conseguenza di ciò e a seguito della proposta dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (PAS 22/09 del 1 dicembre), il Ministro dello Sviluppo Economico ha firmato uno specifico decreto per la risoluzione anticipata volontaria delle convenzioni CIP 6/92 (Decreto 2 dicembre 2009).

Le convenzioni CIP 6/92 potenzialmente interessate dalle modalità di risoluzione volontaria definite dal decreto sono quelle relative a impianti di produzione di energia elettrica alimentati:

- da combustibili di processo o residui o recupero di energia;
- da combustibili fossili (ad es. gas naturale).

Il decreto affida al Gestore dei Servizi Elettrici l'attuazione della risoluzione anticipata delle stesse convenzioni sulla base dei criteri definiti dal MSE. In particolare il DM appena richiamato prevede che:

- entro il 21 dicembre 2009 i produttori interessati alla risoluzione abbiano presentato al GSE una richiesta non vincolante per la risoluzione di ogni singola convenzione (Edison ha presentato la propria manifestazione di interesse per tutti gli impianti rientranti nelle suddette categorie);
- entro il 31 dicembre il GSE abbia trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico ed all'AEEG l'elenco degli impianti interessati alla risoluzione anticipata.

Relativamente ad ogni singola Convenzione, su istruttoria del GSE, il Ministero dello Sviluppo Economico provvederà a definire tramite decreto:

- i parametri necessari per la determinazione puntuale dei corrispettivi da riconoscere ai produttori per la risoluzione anticipata;

- i criteri per la definizione di modalità e tempistiche di erogazione degli stessi corrispettivi;
- per gli impianti alimentati da combustibili di processo o residui o recupero di energia, il corrispettivo riconosciuto a fronte della risoluzione anticipata, determinato in base al costo evitato di impianto, all'eventuale componente incentivante, al numero di ore di funzionamento e al riconoscimento dei costi di CO₂;
- per gli impianti alimentati da combustibili fossili, il corrispettivo riconosciuto a fronte della risoluzione anticipata, determinato in base al costo evitato di impianto, all'eventuale componente incentivante e al valore del Capacity Payment.

Ai fini della determinazione dei corrispettivi concorrono alcuni parametri quali il tasso di inflazione atteso e il tasso di sconto nel decreto. Ai corrispettivi viene inoltre applicato un eventuale ulteriore valore differenziale (di segno positivo o negativo) tra il prezzo unico nazionale di acquisto dell'energia elettrica (PUN) e i prezzi di mercato riferiti alla specifica zona in cui è ubicato l'impianto di produzione oggetto di risoluzione anticipata, che sarà determinato dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Pertanto, ad oggi, non vi sono elementi per determinare tali corrispettivi in modo attendibile.

Il Decreto Ministeriale prevede infine che, se l'impianto di produzione oggetto di risoluzione anticipata utilizza combustibili di processo o recuperi di energia derivanti da attività industriali gestiti da un terzo, il produttore di energia elettrica si accordi preliminarmente con il soggetto terzo (gestore dell'attività industriale) circa le modalità di utilizzo di tali combustibili per il periodo residuo tra la risoluzione anticipata della convenzione e la data di scadenza naturale.

Ambiente

Reintegro oneri CV per gli impianti CIP 6/92: in data 18 marzo 2009 l'Autorità ha pubblicato la Delibera ARG/elt 30/09 con la quale ha determinato il valore Vm per ogni certificato verde ai fini del riconoscimento degli oneri CV per gli impianti Cip 6/92. L'AEEG ha ritenuto opportuno determinare, in aderenza ai contenuti del relativo documento di ricognizione, i valori Vm unitari nella misura di 53,40 €/MWh, 36,06 €/MWh e 38,17 €/MWh rispettivamente per l'obbligo degli anni 2005, 2006 e 2007. In data 31 luglio 2009 è stato ricevuto dalla CCSE il pagamento degli oneri CV relativo all'obbligo degli anni 2005, 2006 e 2007.

Il rimborso degli oneri relativi all'anno 2008 potrà essere ricevuto solo successivamente ad una specifica delibera, attesa per il primo trimestre 2010. Al riguardo il documento per la consultazione 40/09 del 22 dicembre 2009 contenente gli orientamenti dell'Autorità sulle modalità di calcolo da applicare per l'anno 2008 ha però permesso di aggiornare la stima del valore unitario di riconoscimento degli oneri per l'obbligo 2008 a 60,10 €/MWh (significativamente migliorativo rispetto alle precedenti valutazioni).

Reintegro oneri CO₂ per gli impianti CIP 6/92: in data 2 novembre 2009 il Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva ETS ha fornito le attestazioni di assegnazione al CIP 6/92 per gli impianti (Marghera Azotati e Sesto San Giovanni) la cui convenzione è scaduta nel corso del 2008. In data 23 dicembre 2009 sono state inviate all'Autorità le relative istanze di richiesta di riconoscimento.

Mercato all'ingrosso

Riforma del mercato elettrico all'ingrosso: con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 sono state definite le linee guida della riforma del mercato elettrico, in attuazione della legge 28 gennaio 2009, n. 2 ("Decreto Anti-crisi"). Tale disciplina di dettaglio prevede, nella prima fase di attuazione:

- l'introduzione di un mercato infragiornaliero (a partire dal 31 ottobre 2009);
- lo sviluppo dei mercati a termine organizzati per forniture anche a lungo termine;
- l'introduzione di nuove disposizioni sulla frequenza di pubblicazione dei dati in possesso del Gestore del Mercato Elettrico e di Terna;
- la riforma del mercato dei servizi del dispacciamento a partire dal 1° gennaio 2010, finalizzata a ridurre i costi e aumentarne la trasparenza.

Il Gestore del Mercato Elettrico e Terna hanno sviluppato gli strumenti tecnici per rendere operative le modifiche al disegno del mercato nei tempi previsti.

Il provvedimento delinea anche successivi sviluppi quali l'integrazione funzionale tra il mercato infra-



Nel corso del 2009 sono stati realizzati investimenti (per circa 59 milioni di euro) per il revamping della centrale Azotati (Porto Marghera) e la centrale di Bussi. Le nuove turbine LMS100 sono più efficienti e flessibili per adattarsi alle richieste del mercato.

giornaliero e il mercato dei servizi di dispacciamento a decorrere dal 1° gennaio 2011, nonché la modifica delle regole di formazione del prezzo della Borsa elettrica (Pay as Bid), a conclusione del processo di riforma e subordinata a valutazioni legate all'evoluzione del mercato e delle infrastrutture di rete, a decorrere dal 1° aprile 2012.

UESS (Unità essenziali per la sicurezza del sistema): con delibera ARG/elt 52/09 è stata modificata la disciplina delle unità essenziali, contenuta nella precedente deliberazione n. 111/06 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, recependo le disposizioni dell'articolo 3, comma 11, lettera a), della legge n. 2/2009, in tema di regolazione degli "impianti essenziali". La Delibera definisce i criteri sulla base dei quali Terna individua, nel rispetto della legislazione vigente, gli impianti o i raggruppamenti di "impianti essenziali" nella disponibilità di un medesimo soggetto.

Obiettivi dell'intervento dell'Autorità sono, in particolare, la definizione:

- dei criteri sulla base dei quali singoli impianti o raggruppamenti di impianti nella disponibilità del medesimo operatore siano da considerare essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento;
- delle condizioni sulla base delle quali i soggetti che hanno la disponibilità degli impianti individuati come essenziali (da soli o in quanto parte di un raggruppamento) siano tenuti a presentare offerte nei mercati dell'energia;
- di meccanismi puntuali (e quindi differenziati caso per caso), nell'ambito della regolazione delle unità essenziali, volti ad assicurare la minimizzazione del costo complessivamente sostenuto dal sistema e un'equa remunerazione dei produttori.

Al fine di poter adempiere agli obblighi d'offerta, la Delibera ARG/elt 52/09 prevede inoltre per i soggetti titolari di impianti qualificati come essenziali la possibilità di scegliere tra forme di offerta alternative.

A seguito della comunicazione da parte di Terna ad Edipower dell'identificazione di uno dei suoi impianti come essenziale (San Filippo del Mela), Edipower, d'accordo coi *toller*, ha sottoscritto con Terna un contratto avente ad oggetto la fornitura di capacità a salire per quantitativi standard definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Si sottolinea ad ogni modo che successivamente alla pubblicazione del suddetto provvedimento, Edison ha condotto un'approfondita analisi giuridico-regolatoria ipotizzando vari profili di illegittimità, decidendo di conseguenza di impugnare la delibera innanzi al TAR Lombardia.

Si segnala inoltre che, nel periodo di riferimento, il Consiglio di Stato ha rigettato gli appelli proposti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas relativamente alle delibere 97/08 e 106/08 in tema di Unità Essenziali in Sicilia e in Sardegna confermando le decisioni rese dal giudice di primo grado.

Quest'ultimo, accogliendo le richieste di Edison, aveva, tra l'altro, annullato: a) la delibera 97/08 nella parte in cui l'AEEG aveva ordinato a Terna di inserire nell'elenco delle Unità Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico tutte le unità abilitate connesse con la rete elettrica in Sicilia e in Sardegna; b) la delibera 106/08 nella parte in cui l'AEEG aveva giudicato conformi a precedenti disposizioni le modalità di attua-



zione delle misure comunicate da Terna. Edison è al momento in attesa di conoscere gli esiti dell'istruttoria risarcitoria avviata dal Consiglio di Stato contestualmente alla pubblicazione del dispositivo della sentenza.

Mercato retail

Il 2009 si caratterizza per un'importante riduzione delle condizioni economiche di riferimento del gas naturale (delibere ARG/gas n° 136/09, 82/09, 40/09 e 192/08) e dell'energia elettrica (delibere ARG/elt 134/09, 78/09, 35/09 e 190/08).

Tale diminuzione, pari a 22,4% (al netto delle imposte) e del 16,4% (al lordo imposte) per il settore gas e dell'8% (sia al netto sia al lordo delle imposte) per il settore elettrico è dovuta principalmente al calo delle quotazioni del Brent tra il 2008 ed il 2009. Per il primo trimestre 2010 l'aggiornamento dell'Autorità conferma per il settore elettrico (delibera ARG/elt 205/09) il trend di diminuzione visti nel 2009, prevedendo un ulteriore calo del 2,2% rispetto al quarto trimestre 2009; viceversa per il settore gas (delibera ARG/gas 207/09) le condizioni economiche di riferimento saliranno del 2,8% a causa dell'impennata dei prezzi del combustibile.

Con la delibera ARG/com 202/09 l'Autorità ha approvato la direttiva in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione per la clientela elettrica in bassa tensione e la clientela gas con consumi fino a 200.000 mc/anno; le disposizioni entreranno in vigore dall'1 gennaio 2011. Sullo stesso tema si segnala che è al momento in corso nei confronti di Edison Energia una istruttoria formale, avviata con delibera VIS 93/09, relativa alle violazioni alla precedente direttiva sulla trasparenza della fatturazione per la clientela elettrica (delibera 152/06).

Infine, si rileva che Edison Energia ha aderito al sistema di ricerca delle offerte on-line (c.d. Trova offerte), avviato dall'AEEG con Delibera ARG/com 151/08, inserendo la propria offerta "Edisoncasa" rivolta al mercato residenziale. Il sistema di ricerca on-line è stato attivato l'8 Aprile 2009.

Idrocarburi

Tariffe e mercato

Tra le riforme strutturali si segnala l'introduzione di due nuovi testi integrati.

Con Delibera ARG/gas 64/09 è stato approvato il Testo Integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale (TIVG). Il testo semplifica e raccoglie in modo organico le disposizioni relative all'attività di vendita nel mercato *retail* del gas e introduce alcune significative novità. In particolare, l'Autorità definisce l'ambito di tutela delimitando il perimetro dei clienti finali che possono beneficiare delle condizioni di fornitura stabilite dall'Autorità. A tal proposito si segnala la possibilità di accedere al servizio di tutela anche per i condomini con un consumo inferiore a 200.000Smc/anno e la graduale eliminazione della c.d. *tutela individuale* (concessa ai clienti che, dichiarati idonei al 31 dicembre 2002, non hanno mai cam-

biato fornitore nel mercato libero) a partire dal 1° ottobre 2009 per i clienti con consumi superiori a 200.000 Smc/anno e dal 1° ottobre 2010 per quelli con consumi inferiori a 200.000 Smc/anno. Viene inoltre definito un valore unico nazionale per il *corrispettivo dell'attività di vendita al dettaglio* (QVD), garantendo così ai venditori una copertura più coerente dei costi di commercializzazione e parità di trattamento a tutti i clienti, anche di minori dimensioni. Infine, il TIVG semplifica la formula di aggiornamento del *corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso* (CCI) la cui nuova formulazione, in lieve diminuzione rispetto alla precedente disciplina, è applicata a partire dal 1° ottobre 2009.

Con delibera ARG/elt 107/09 è stato invece approvato il Testo Integrato Settlement (TIS) che racchiude al suo interno tutte le disposizioni inerenti il *settlement* del servizio di dispacciamento, dall'aggregazione delle misure al *load profiling*; il testo contiene anche una sezione dedicata ai meccanismi di conguaglio conseguenti le rettifiche ai dati di misura, applicati a partire dalla sessione di rettifiche relative all'anno 2008.

Con Delibera ARG/gas 69/09, inoltre, l'AEEG ha emanato disposizioni urgenti in materia di misura dei punti di riconsegna di gas naturale a partire dal 1° luglio 2009, formalizzando il passaggio di responsabilità del servizio di misura dalla società di vendita alla società di distribuzione. Di particolare importanza, si rileva l'introduzione di un nuovo indennizzo automatico di 30€ a carico delle società di vendita in caso di mancato utilizzo dei dati di misura comunicati dal distributore locale ai fini della fatturazione. Per quanto concerne la gestione delle autoletture, infine, l'Autorità ha rimandato ad un successivo provvedimento la definizione di un algoritmo unico, condiviso dagli operatori a livello nazionale, per la corretta validazione in tempo reale dei dati di misura comunicati dal cliente finale.

Per quanto riguarda il rapporto tra società di vendita ed altri operatori di mercato, il 2009 è stato significativo per la definizione di uno standard di comunicazione tra venditori e distributori, fondamentale per il corretto funzionamento di un mercato *retail* concorrenziale. In particolare, con Determina 4/09 l'Autorità ha approvato le strutture XML da utilizzare per gli scambi informativi nel settore del gas relativamente alle prestazioni di competenza del distributore attivate su richiesta del cliente finale tramite il venditore. Gli schemi sono entrati in vigore gradualmente: dal 1° di Luglio 2009 il loro utilizzo è stato obbligatorio solo per i distributori che servono più di 100.000 PDR finali. Un procedimento analogo è stato altresì avviato con riferimento al settore elettrico: l'attività ha sino ad ora portato ad un documento di consultazione (DCO 35/09) che dovrebbe tradursi a breve in un provvedimento finale.

Con riferimento alla tutela del consumatore, si segnalano diversi interventi di riforma. Con Delibera ARG/gas 88/09 e s.m.i. l'AEEG ha introdotto il c.d. "bonus gas" (previsto dal decreto legge 29 novembre 2008) disciplinando le modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati. La delibera ARG/com 170/09 ha apportato alcune modifiche al TIQV (Testo Integrato Qualità dei servizi di Vendita) in relazione alla valutazione dei servizi telefonici e alla pubblicazione della relativa graduatoria. Con Delibera ARG/com 185/09 sono state emanate disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nella provincia di L'Aquila e in altri comuni della regione Abruzzo il 6 aprile 2009. Con Delibera GOP 42/09 è stato avviato un procedimento per l'attuazione delle disposizioni in materia di avalimento, da parte dell'AEEG della società Acquirente Unico Spa (ai sensi dell'art. 27.2 della Legge 99/09) prevedendo che quest'ultima prenda in carico dall'1 dicembre 2009 la gestione dello "Sportello del consumatore" sulla base del Regolamento dello Sportello per il consumatore di energia di cui alla deliberazione GOP 28/08 e s.m.i. Con Delibera ARG/gas 189/09 è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di assicurazione a favore dei clienti finali civili dal gas naturale.

A valle delle sopracitate riforme l'AEEG ha apportato una serie di modifiche al Codice di Rete tipo per la Distribuzione del Gas naturale (CRDG) attraverso le Delibere ARG/gas n. 193/09 e n. 128/09. Il codice rappresenta il "contratto tipo" tra società di distribuzione e utenti del servizio di distribuzione (società di vendita) e definisce il rapporto contrattuale per l'esecuzione delle prestazioni del distributore con riferimento alle prestazioni considerate appartenenti al servizio principale, ossia remunerate in tariffa, nonché quelle accessorie ed opzionali, ossia non remunerate dalla tariffa di distribuzione.

Analogo codice (CADE, Codice delle Attività del Distributore Elettrico) è in corso di predisposizione anche per il settore elettrico.

A margine, si segnalano la Delibera ARG/gas 106/09 che ha disciplinato le modalità applicative della compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita del gas na-

turale in conseguenza dell'applicazione degli articoli 1 e 2 della deliberazione ARG/gas 192/08 e della delibera ARG/elt 191/09 recante interventi atti a contrastare la morosità dei clienti finali (nessun obbligo a contrarre clienti con morosità pregressa per l'esercente la maggior tutela e indennizzo pari a un mese di fornitura per i trader che perdono clienti morosi).

Con l'approvazione del Decreto legge n. 78 del 1 luglio 2009, il Governo ha emanato dei provvedimenti volti alla riduzione del costo dell'energia per le imprese e le famiglie. Le principali novità contenute nel D.L. riguardano l'imposizione di una nuova Gas Release ai soggetti che nell'anno termico 2007-2008 hanno immesso nella rete nazionale di trasporto una quota superiore al 40% del gas naturale complessivamente destinato al mercato nazionale, la previsione di un adeguamento della disciplina del bilanciamento e la fruizione di servizi di stoccaggio per i clienti finali industriali e termoelettrici. In ottemperanza a quanto disposto dal D.L. 78/09, l'Autorità ha emanato il provvedimento ARG/gas 165/09 con cui ha adottato interventi urgenti di modifica della disciplina del bilanciamento prevedendo l'introduzione di nuovi strumenti di flessibilità per gli operatori del mercato (servizi di modulazione settimanale e mensile, in termini di spazio disponibile e di punta di erogazione ed iniezione, e sessioni settimanali per la registrazione di transazioni per la cessione di partite di gas relative ai giorni gas della settimana precedente).

Con l'approvazione della legge 99/09 sono state introdotte nuove misure per l'efficienza del settore energetico. Le principali novità introdotte dalla nuova legge sono l'affidamento al Gestore dei Mercati Energetici della gestione economica del mercato del gas naturale e l'attribuzione ad Acquirente Unico del ruolo di fornitore di Ultima Istanza per i clienti finali domestici con consumi inferiori a 200.000 Smc.

Infrastrutture

Stoccaggio: per quanto riguarda il servizio bilanciamento utenti, in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 3, comma 3, del DL n. 78/09, che prevede che l'Autorità proceda a promuovere l'offerta dei servizi di punta per il sistema del gas naturale e la fruizione dei servizi di stoccaggio ai clienti finali industriali e termoelettrici, AEEG ha previsto, con deliberazione ARG/gas 165/09, l'introduzione da parte delle imprese di stoccaggio di un nuovo servizio di bilanciamento per gli utenti del trasporto.

Il nuovo servizio prevede che le imprese di stoccaggio e gli utenti del servizio mettano a disposizione capacità di spazio, erogazione e/o iniezione, inizialmente (già a partire dalla fase di erogazione dell'anno termico 2009/2010) su base mensile e successivamente anche su base settimanale (la flessibilità introdotta da questo nuovo servizio deriva dal fatto che ad oggi la capacità di stoccaggio era conferita esclusivamente su base annuale). Le procedure di cessione/conferimento di capacità di stoccaggio avvengono su base concorsuale, con corrispettivo di assegnazione delle procedure assunto pari al corrispettivo dell'ultima offerta di acquisto accettata (sistema del prezzo marginale). È inoltre previsto che il differenziale tra i prezzi base d'asta che si vengono a determinare ed i proventi delle procedure vengano destinati ad un apposito fondo presso la Cassa Conguaglio.

Trasporto: con la pubblicazione della delibera ARG/gas 184/09 *"Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013"* si è conclusa la fase di consultazione che ha preceduto l'adozione delle tariffe di trasporto del gas naturale per il terzo periodo regolatorio.

Tra le principali novità della delibera, si segnalano: a) la riduzione del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto all'impresa di trasporto per l'attività di trasporto e dispacciamento, passato dal 6,7% del secondo periodo regolatorio a 6,4% e b) l'adozione dell'anno solare come riferimento ai fini tariffari, in sostituzione dell'anno termico, che tuttavia rimane il periodo temporale di riferimento per i conferimenti. La delibera conferma alcuni degli elementi base del meccanismo tariffario attualmente in vigore per il trasporto del gas naturale, come il sistema di incentivi e il riconoscimento dei costi operativi incrementali relativi ai nuovi investimenti, oltre al mantenimento di un fattore correttivo che assicuri all'impresa la quota dei ricavi provenienti dalla componente tariffaria legata alla capacità.

Novità di rilievo riguardano la regolazione del servizio di misura, comprensivo delle attività di *metering* (installazione e manutenzione impianti) e *meter reading* (raccolta, validazione e registrazione del dato).

Per entrambe le attività sono previste precise responsabilità per i soggetti coinvolti: all'impresa maggiore di trasporto è attribuito il ruolo di vigilanza e coordinamento per tutte le attività inerenti al servizio di *meter reading*, prevedendo che a tal fine la medesima si avvalga dei soggetti terzi che attualmente esercitano tale attività. La responsabilità del servizio di *metering* ai punti di interconnessione con l'estero è affidata all'impresa maggiore, mentre alle restanti imprese di trasporto è attribuita la responsabilità di *metering* ai punti di interconnessione tra reti di trasporto e ai punti di riconsegna ai clienti finali allacciati alla rete di trasporto. Con riferimento ai rimanenti punti di immissione delle produzioni nazionali, ai siti di stoccaggio, ai terminali di rigassificazione di Gnl e ai punti di interconnessione con reti di distribuzione, la responsabilità di *metering* è affidata ai titolari degli impianti di misura. L'Autorità ha inoltre previsto una regolazione specifica per le tariffe del servizio di misura del trasporto, con cui viene fissato a 6,9% il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per tale servizio.

Infine è giunto a termine anche il processo avviato con la delibera VIS 8/09 e volto alla ridefinizione del trattamento del gas non oggetto di misura diretta, composto dal Gas Non Contabilizzato (GNC, ovvero il risultato dell'equazione di bilancio commerciale della rete di trasporto, che viene calcolata su base giornaliera da Snam Rete Gas, in modo che le immissioni di gas eguagliano i prelievi), dalle perdite di rete e dallo svasso/invaso della rete (*linepack*).

Con delibera ARG/gas 192/09, l'Autorità, al fine di eliminare gli elementi di incertezza in capo agli operatori, correlati all'attribuzione ex-post della quota di GNC attribuita agli utenti, ha stabilito di definire annualmente il quantitativo di gas a copertura del gas non oggetto di misura diretta, previsto per il successivo anno di trasporto. Il volume così definito è poi allocato agli utenti in proporzione ai prelievi di questi ultimi dai punti di riconsegna, qualora si tratti di gas relativo alle perdite di rete e al GNC, o alternativamente in proporzione alle immissioni dai punti di entrata, qualora si tratti di volumi relativi all'autoconsumo.

Con deliberazione ARG/gas 198/09, l'Autorità ha poi proceduto a fissare la quota percentuale (circa 0,085%) a copertura delle perdite di rete per il 2010, mentre la quota a copertura del GNC è stata fissata pari a circa 0,337%.

Tematiche trasversali

Unbundling: in data 26 marzo 2009 si è conclusa la prima fase relativa alla predisposizione del Programma degli Adempimenti, ovvero del documento che - secondo quanto disposto dall'Autorità tramite la delibera 11/07 e, nel dettaglio, dalla delibera 132/08 - deve essere redatto dai Gestori Indipendenti delle attività regolate del settore dell'energia elettrica e del gas per gestire le relative attività in modo imparziale, neutrale e terzo.

A tal fine, i Gestori delle attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas del gruppo Edison si sono avvalsi del supporto delle funzioni aziendali competenti, studiando ed elaborando le principali misure oggetto del Programma, ad esempio in materia di governance, budget e formazione del personale, predisponendo il documento nelle tempistiche previste (26 marzo 2009).

Tuttavia, il Tribunale Amministrativo della Lombardia ha successivamente dichiarato illegittima la delibera n. 132/08, in quanto si ritiene che AEEG non abbia il potere di dettare linee guida vincolanti sulla cui scorta il Gestore indipendente avrebbe dovuto completare ed implementare il Programma di Adempimenti entro il 29 settembre 2009. In ogni caso, la delibera 11/07 - da cui deriva l'obbligo di redigere un piano degli adempimenti - rimane in vigore, pertanto i Gestori Indipendenti sono comunque chiamati a redigere un Programma (potenzialmente diverso da quello preposto da AEEG nella delibera 132/08) per perseguire le finalità di attuazione della separazione funzionale. L'invio del Programma all'Autorità, originariamente previsto entro il 22 dicembre 2009 dalla delibera 132/08, deve essere ridefinito tramite apposita delibera, ma è ipotizzabile che la scadenza venga fissata per marzo 2010.

“Legge Sviluppo”: in data 31 luglio 2009 è stata pubblicata, nella Gazzetta Ufficiale n. 176, la Legge 23 luglio 2009, n. 99 recante “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”. La nuova legge prevede:

- iniziative a favore dei consumatori e della trasparenza dei prezzi: i gestori dei servizi dell'energia elettrica, del gas naturale e delle telecomunicazioni dovranno fornire all'utente indicazioni trasparenti per la confrontabilità delle offerte (art. 21);

- la delega al Governo in materia nucleare: il Consiglio dei Ministri, nell'esercizio della delega, ha approvato in via preliminare, in data 22 dicembre 2009, il decreto legislativo recante i criteri per la localizzazione degli impianti di produzione di energia da fonte nucleare e relativi allo stoccaggio del combustibile, dei rifiuti e della loro disattivazione. Il decreto disciplina altresì le procedure autorizzative ed i requisiti soggettivi degli operatori oltre alle misure compensative per il territorio (sia per la localizzazione degli impianti che per il deposito nazionale). Il decreto legislativo è al momento all'esame del Parlamento e della Conferenza Unificata al fine di ottenere i prescritti pareri. Deve ritenersi che il processo normativo si concluderà, con eventuali modifiche, entro il primo semestre 2010;
- misure per la sicurezza e il potenziamento del settore energetico: sono state previste differenti tipologie di intervento. Vengono ridefiniti gli incentivi alla cogenerazione, introdotte semplificazioni degli iter autorizzativi, ampliata l'applicabilità della c.d. "sblocca-carbone", (articolo 5-bis del decreto-legge 10 febbraio 2009, n. 5, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2009, n. 33). Si prevede la delega del Governo per la riforma del settore della geotermia e la semplificazione degli iter per gli impianti Gnl;
- ridefinizione dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas: al fine di tutelare i clienti finali e di garantire mercati effettivamente concorrenziali, vengono ampliate le competenze dell'AEEG che vengono estese a tutte le attività della relativa filiera (art. 28);
- agenzia per la sicurezza nucleare: vengono definiti statuto e compiti dell'Agenzia per la sicurezza nucleare (art. 29);
- misure per l'efficienza del settore energetico: si prevede che la gestione economica del mercato del gas naturale sia affidata in esclusiva al Gestore del mercato elettrico e che il Governo sia delegato ad adottare misure per garantire la concorrenzialità del mercato del gas (art. 30);
- impulso alla realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica attraverso lo sviluppo di *interconnector* con il coinvolgimento di clienti finali energivori (art. 32);
- definizione della disciplina normativa delle Reti interne di utenza (art. 33);
- istituzione dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, ENEA, quale ente di diritto pubblico finalizzato alla ricerca e all'innovazione tecnologica nonché alla prestazione di servizi avanzati nei settori dell'energia, con particolare riguardo al settore nucleare, e dello sviluppo economico sostenibile (art. 37);
- devoluzione al TAR Lazio delle controversie in materia di energia concernenti la produzione di energia elettrica da fonte nucleare, i rigassificatori, i gasdotti di importazione, le centrali termoelettriche di potenza termica superiore a 400 MW nonché quelle relative ad infrastrutture di trasporto ricomprese o da ricomprendere nella rete di trasmissione nazionale o rete nazionale di gasdotti (art. 41);
- aumento degli incentivi per gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare definizione degli incentivi per la produzione elettrica da biomasse (art. 42);
- introduzione della legge annuale per il mercato e la concorrenza, con l'obiettivo di rimuovere gli ostacoli regolatori, di carattere normativo o amministrativo, all'apertura dei mercati, di promuovere lo sviluppo della concorrenza e di garantire la tutela dei consumatori (art. 47);
- modifica della disciplina delle Azioni di class (c.d. class action) con eliminazione del meccanismo di retroattività (art. 49);
- aumento dal 5,5% al 6,5 % dell'addizionale Ires sulle imprese energetiche (c.d. Robin Tax) per il finanziamento delle agevolazioni per l'editoria (art. 56).

Legge, n. 102/2009: è stato convertito in legge il D.L. n. 78/09, recante "provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini e della partecipazione italiana a missioni internazionali" e pubblicata nella G.U. n. 179 del 4 agosto 2009. In particolare, si segnalano le seguenti disposizioni di interesse:

- riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie: attraverso un meccanismo di gas release per ENI con obbligo di immissione al PSV per l'anno termico 2009/2010 pari a 5 MLD/m³ modulabile su base mensile tenuto conto dei limiti di flessibilità contrattuale;
- interventi urgenti per le reti dell'energia: è stato introdotto un trattamento preferenziale per una disciplina "sblocca reti" per interventi relativi a produzione, trasmissione e distribuzione di energia attraverso la semplificazione delle procedure amministrative garantita da Commissari straordinari nominati dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri;
- proroga termini: proroga dell'entrata in vigore della azione collettiva risarcitoria ("class action") di ul-

teriori 6 mesi rispetto all'ultima proroga già prevista dalla legge n. 14/2009 di conversione del Decreto mille proroghe (DL 207/2008). Le disposizioni relative alla class action sono entrate quindi in vigore dal 1 gennaio 2010.

Legge n. 166/2009: è entrata in vigore in data 25 novembre la legge di conversione del DL obblighi UE n. 135/2009. Il provvedimento è stato infatti pubblicato sul Supplemento Ordinario alla Gazzetta del 24 novembre 2009.

Con la legge di conversione è divenuto operativo lo slittamento al 2012 della riforma dei Certificati Verdi, introdotta con la legge n. 99/2009, come anche la fissazione di un termine al 2012 per la definizione dei bacini minimi per le gare di distribuzione gas.

Si segnala per rilevanza l'art. 15 disposizione che fissa tetti alle quote pubbliche nelle società che hanno affidamenti diretti nei servizi pubblici locali (esclusi gas ed energia elettrica): 40% entro il 30 giugno 2013, 30% per la fine del 2015.

Risponde infine alla procedura d'infrazione Ue in materia di accise sugli oli lubrificanti rigenerati e alla procedura d'infrazione Ue 2007/4915 sui misuratori gas.

Politiche energetiche europee

Pacchetto mercato interno: il 14 agosto è stato pubblicato nella G. U. dell'Unione Europea il Pacchetto Mercato Interno e dallo scorso 3 settembre 2009 è cominciato a decorrere il periodo di 18 mesi concesso ad ogni Stato Membro per l'implementazione dei cinque testi legislativi: Regolamento Gas, n. 715/2009; Regolamento Elettrico, n. 714/2009 e Regolamento Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia, n. 713/2009, nonché le due nuove Direttive rispettivamente elettrica (n. 72/2009) e gas (n. 73/2009). Tra le novità introdotte si segnalano le nuove disposizioni in tema di separazione dell'attività di trasporto da quella di produzione e/o vendita per il settore energetico, la nuova disciplina per le richieste di esenzione dall'accesso da parte di terzi alla capacità di trasporto nonché il rafforzamento delle disposizioni in tema di tutela dei consumatori. Nel corso degli ultimi mesi del 2009 si sono svolte consultazioni e processi di condivisione per la definizione dell'organico dell'Agenzia per la Cooperazione fra Regolatori Nazionali dell'Energia.

European Recovery Plan: l'*European Recovery Plan* (EERP), è stato adottato dal Consiglio EU del Dicembre 2008 a sostegno dell'economia europea in risposta alla crisi finanziaria. Per il settore energetico sono stati stanziati 2,365 mld di euro a favore di una lista di progetti eleggibili per lo sviluppo delle interconnessioni elettriche e gas, fra cui sono stati inclusi anche ITGI-IGB e Galsi. L'attribuzione dei fondi, disciplinata da un apposito Regolamento (n. 663/2009), è effettuata attraverso un bando sul modello TEN-E. Le "application" sono state oggetto di valutazione da parte della Commissione Europea e di un Comitato in cui sono rappresentati gli Stati membri (Comitato TEN). Il 23 Ottobre il Comitato si è riunito per valutare le "application" ricevute (fra cui quella per ITGI-IGB e quella per GALSIS per 100, 45 e 120 milioni di euro rispettivamente) sulla base delle prime valutazioni da parte della Commissione.

Per quanto riguarda Edison la bozza di decisione della Commissione Europea trasmessa il 18 dicembre 2009 agli Stati membri conferma l'inserimento di tutti i progetti (ITGI-IGB e GALSIS) per la totalità degli importi richiesti. ITGI ha ricevuto una valutazione che lo equipara, in termini di punteggio, a Nabucco (entrambi con 60 punti). Il Comitato TEN-E con la Commissione e i rappresentanti degli Stati Membri ha espresso un voto (in blocco) favorevole sulla lista dei progetti. La decisione sarà trasmessa al Parlamento europeo che potrà esercitare un diritto di scrutinio. Ad oggi (per valutazioni analoghe relative ai progetti per lo sviluppo di CCS e rinnovabili) il Parlamento non ha sollevato alcuna obiezione. Entro febbraio 2010 la Commissione dovrà prendere le Decisioni finali di assegnazione dei fondi per ogni singolo progetto, mentre i project sponsor avranno tempo fino al mese di dicembre 2010 per presentare gli impegni di spesa ed assegnare i co-finanziamenti.

Implementazione nuova direttiva ETS, regolamento aste CO₂: come previsto dalla nuova Direttiva ETS è attesa a breve la presentazione di una proposta di Regolamento da parte della Commissione, disposizione attuativa che disciplinerà le aste per l'allocazione a titolo oneroso dei permessi di emissione per la fase 3 dello schema EU ETS. Il Regolamento dovrà disciplinare modalità armonizzate, trasparenti

e non discriminatorie per l'organizzazione e lo svolgimento delle aste, i criteri per l'accesso al mercato ed alle informazioni rilevanti, il calendario, la frequenza ed i volumi da immettere sul mercato. Le aste saranno gestite dagli Stati membri ed i proventi dovranno essere utilizzati in parte per finanziare tecnologie low carbon e misure di mitigazione ed adattamento.

Carbon leakage/asserviti e benchmarking: è stata approvata dagli Stati membri e dal Parlamento la lista redatta dalla Commissione Europea contenente i 164 settori esposti a rischio di delocalizzazione che potranno beneficiare nel quadro della terza fase dell'EU ETS (nuova Direttiva 29/2009/CE) fino al 100% del fabbisogno di permessi di emissione a titolo gratuito per non essere penalizzati in termini di concorrenza internazionale rispetto a paesi terzi su cui non gravano obblighi ambientali. La Direttiva prevede anche (art. 10 a) la possibilità di allocare gratuitamente gli impianti che da questi settori utilizzano gas di processo per la generazione di energia elettrica. Ad oggi, sono presenti nella lista i settori acciaio e carta, e, in linea di principio, anche gli impianti a questi asserviti (all'interno del gruppo Edison tale tematica riguarda gli impianti di Taranto, Piombino e Verzuolo). La lista sarà valida fino al 2014 ma con la possibilità per i settori esclusi di essere inseriti successivamente. Una nuova lista dovrebbe essere adottata per il periodo 2015-2019. Il quantitativo dei permessi in allocazione gratuita per questi settori sarà deciso solo nel 2011 sulla base dei benchmark da stabilire entro il 2010 sulla media del 10% delle installazioni più efficienti per ciascun settore. Tuttavia solo il 5% circa degli impianti più efficienti in un settore riceverà il 100% delle allocazioni gratuite. Le metodologie di calcolo per i benchmark sono state definite in uno studio che la Commissione ha realizzato tramite Ecofys e che contiene fra l'altro alcuni principi sulla ripartizione delle quote gratuite fra impianti industriali ed asserviti a favore della produzione di energia da gas di processo a beneficio della fase di implementazione da parte degli Stati membri.

Direttiva IPPC - RECAST: la modifica in corso della legislazione esistente in materia di emissioni industriali mira a riunire in un unico testo legislativo i testi di riferimento attualmente in vigore: 78/176/EEC, 82/883/EEC, 92/112/EEC, 96/61/EC, 1999/13/EC, 2000/76/EC, 2001/80/EC (grandi impianti di combustione). La proposta intende rafforzare alcune disposizioni ed aggiungerne di nuove per migliorare il controllo dell'applicazione della legislazione da parte delle autorità competenti e conseguire un più elevato livello di tutela dell'ambiente, pur semplificando la legislazione e riducendo al tempo stesso gli oneri amministrativi. Per i grandi impianti di combustione si introducono limiti di emissione per SO₂, NO_x e polveri. Il 25 giugno 2009, il Consiglio Ambiente ha raggiunto a Bruxelles un accordo politico sulla direttiva IPPC. Il testo conferma il sistema di deroghe ai BAT-AELs (Best Available Techniques Associated Emission Levels) previsto all'art. 16.4, l'adozione in comitologia delle conclusioni dei BREFs. L'accordo proroga di un ulteriore anno il periodo di transizione all'interno dei piani nazionali per l'adeguamento dei grandi impianti di combustione ai nuovi limiti emissivi (fine 2020 invece di fine 2019) e conferma l'esclusione delle ore di accensione e spegnimento dal carico operativo considerato per i criteri di opt-out. Il Parlamento Europeo dovrà esprimersi sul testo in seconda lettura, prevista non prima del mese di febbraio 2010.

Sicurezza approvvigionamenti gas: il 16 luglio 2009 la Commissione Europea ha presentato una proposta di Regolamento per accelerare la revisione del quadro comunitario in materia di sicurezza degli approvvigionamenti gas (ad oggi fornito dalla Direttiva 67/2004/CE) a seguito della crisi gas fra Russia ed Ucraina del gennaio 2009. L'obiettivo della proposta è di ridefinire ruoli e responsabilità per Stati membri, TSO, operatori di mercato, regolatori nazionali ed organismi comunitari (Commissione Europea, GCG, ACER) in situazioni di emergenza per gli approvvigionamenti energetici.

Sviluppi CDC - Caspian Development Corporation: è attualmente in corso lo studio affidato a CERA (Cambridge Energy Research Associates) sotto la guida di uno Steering Committee costituito dalla Commissione europea (con l'Unità C.1 - sicurezza degli approvvigionamenti), dalla World Bank, dalla Banca Europea degli investimenti e dai regolatori attraverso ERGEG. L'industria è rappresentata da OGP ed Eurogas che ha costituito una Task Force presieduta da Edison cui partecipano le principali aziende europee del gas. Il 30 settembre 2009 CERA ha pubblicato un Interim Report (IR) in cui vengono presentate le possibili fonti di approvvigionamento ed i modelli strutturali della futura entità, con particolare riferimento all'opzione del single buyer.



UN ANNO IN SINTESI ANDAMENTO DEI SETTORI

Si è conclusa la certificazione EMAS di tutte le centrali idroelettriche di Edison. Nella foto il bacino del Gioveretto, dell'impianto di Lasa (BZ).

ENERGIA ELETTRICA

Dati quantitativi

Fonti

GWh (*)	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Produzioni nette gruppo Edison:	41.601	50.151	(17,0%)
- produzione termoelettrica	35.646	44.606	(20,1%)
- produzione idroelettrica	5.397	5.021	7,5%
- produzione eolica e altre rinnovabili	558	524	6,4%
Altri acquisti ⁽¹⁾	18.771	15.040	24,8%
Totale fonti	60.372	65.191	(7,4%)

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

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

Impieghi

GWh (*)	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Dedicata CIP 6/92	11.050	13.137	(15,9%)
Clienti captive e altro	2.464	4.472	(44,9%)
Mercato libero:	46.858	47.582	(1,5%)
Clienti finali ⁽¹⁾	24.978	20.054	24,6%
IPEX e mandati	2.452	9.541	(74,3%)
Grossisti e portafoglio industriale	8.837	6.075	45,5%
Altre vendite ⁽²⁾	10.591	11.912	(11,1%)
Totale impieghi	60.372	65.191	(7,4%)

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

⁽¹⁾ Al lordo delle perdite.

⁽²⁾ Escluso portafoglio di trading.

Dati economici

(in milioni di euro)	Esercizio 2009 (*)	Esercizio 2008 (*)	Variazione %
Ricavi di vendita	6.463	7.687	(15,9%)
Margine operativo lordo	1.227	1.326	(7,5%)
<i>% sui Ricavi di vendita</i>	<i>19,0%</i>	<i>17,2%</i>	
Investimenti in immobilizzazioni	372	311	19,6%
Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	1.946	1.849	5,3%

⁽¹⁾ Valori di fine periodo.

(*) I ricavi di vendita riflettono la nuova esposizione dell'attività di trading che evidenzia il solo "margine di negoziazione" (net presentation).

Produzioni ed Approvvigionamenti

Le produzioni nette del Gruppo sono risultate pari a 41.601 GWh, in diminuzione del 17% rispetto al 2008, evidenziando una marcata flessione della produzione termoelettrica (-20,1%) parzialmente attenuata da un incremento della produzione idroelettrica. Tale flessione è in parte dovuta all'effetto perimetro per la cessione nell'aprile 2008 di 7 centrali termoelettriche CIP 6/92 (circa 0,9 TWh) e per la parte restante alla congiuntura economica sfavorevole che ha pesantemente inciso sui consumi elettrici del Paese e conseguentemente sulle produzioni termoelettriche degli operatori.

Gli altri acquisti ad integrazione del portafoglio fonti sono aumentati di circa il 25% rispetto allo stesso periodo del 2008 mettendo in evidenza una strategia di ottimizzazione del costo medio delle fonti in vir-

tu' della quale si è beneficiato di acquisti da terzi laddove il vantaggio marginale rispetto ai costi di produzione ne giustificasse il ricorso.

Si sottolinea 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

Nell'esercizio 2009 le vendite di energia elettrica sono risultate pari a 60.372 GWh, in diminuzione del 7,4% rispetto all'anno precedente (65.191 GWh). Nei segmenti CIP 6/92 e Captive il calo è sostanzialmente riferibile rispettivamente alla scadenza di convenzioni e al citato effetto perimetro oltre che alle minori vendite delle centrali asservite a stabilimenti siderurgici.

Le vendite al mercato libero, nel complesso inferiori dell'1,5%, si connotano per variazioni di segno opposto a seconda del segmento considerato; in un contesto di estrema volatilità dello scenario il Gruppo ha optato per la riduzione della propria esposizione al rischio di fluttuazione dei prezzi delle commodities privilegiando le vendite alla clientela finale (+24,6%) e ai grossisti (+45,5%), a discapito dei volumi offerti in Borsa. Le altre vendite al mercato libero diminuiscono dell'11,1%; anche per questa voce, come commentato in precedenza sugli altri acquisti, si ricorda come i volumi in questione siano caratterizzati da bassa marginalità unitaria.

Dati economici

I ricavi di vendita nel 2009 risultano pari a 6.463 milioni di euro, in diminuzione del 15,9% rispetto al 2008 in conseguenza della contrazione dei volumi venduti e di una flessione dello scenario dei prezzi dell'energia elettrica che ha inciso sui livelli di prezzo praticati sia nel segmento delle vendite su mercati regolamentati che nel mercato libero.

Il margine operativo lordo, pari a 1.227 milioni di euro, registra un decremento del 7,5% rispetto a quello realizzato lo scorso esercizio (1.326 milioni di euro) riflettendo la dinamica commentata per le vendite.

Nel segmento delle vendite al mercato libero (Segmento "Merchant") i maggiori volumi venduti a clienti finali e a grossisti e i maggiori margini realizzati sulle vendite a prezzo fisso (effettuate in sede di campagna commerciale alla fine del 2008) che si sono concentrati nella seconda parte dell'anno, hanno consentito di attenuare la pesante riduzione dei margini registrati nel segmento IPEX e la ridotta marginalità del Mercato dei servizi di dispacciamento.

Si ricorda in proposito che l'effetto delle operazioni di copertura delle citate vendite a prezzo fisso è stato contabilizzato nella Filiera Idrocarburi, essendo associato ai contratti di gas necessario a produrre l'energia elettrica, già a partire dai primi mesi dell'esercizio 2009.

Ai fenomeni già commentati si aggiunge il calo del margine operativo nel segmento di vendita CIP 6/92 per effetto di scadenze incentivi e convenzioni, di eventi non ripetibili di cui aveva beneficiato lo scorso esercizio (riconoscimento oneri CO₂ e certificati verdi sostenuti negli esercizi antecedenti al 2008) nonché della variazione di perimetro per la cessione delle 7 centrali termoelettriche CIP 6/92.

Tra gli effetti positivi e non ricorrenti di cui aveva beneficiato il precedente esercizio, va altresì ricordata la plusvalenza sulla cessione del 60% di Hydros pari a 79 milioni di euro.

Investimenti

Nel corso del 2009 sono stati realizzati investimenti per 372 milioni di euro, in aumento del 19,6% rispetto all'anno precedente, e riferibili per circa 94 milioni di euro allo sviluppo del settore eolico in Italia ed in particolare ai parchi eolici di Melissa/Strongoli e Mistretta, per circa 81 milioni di euro agli investimenti di sviluppo della centrale di Thisvi in Grecia, per circa 59 milioni di euro al revamping delle centrali di Marghera Azotati e di Bussi, per circa 57 milioni di euro ad investimenti nel settore idroelettrico di cui 47 milioni di euro volti alla razionalizzazione e al rinnovo di impianti, per circa 40 milioni di euro a investimenti su centrali di Edipower e per circa 41 milioni di euro a investimenti minori e a manutenzioni incrementative.

IDROCARBURI

Dati quantitativi

Fonti Gas

(Gas in milioni di mc)	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Produzione Italia	604	662	(8,8%)
Import via gasdotti	8.678	7.554	14,9%
Import via GNL	1.682	-	n.s.
Acquisti nazionali ed altro ⁽¹⁾	2.246	5.281	(57,5%)
Totale Fonti (Italia)	13.210	13.497	(2,1%)
Produzioni estero ⁽²⁾	1.231	352	n.s.

⁽¹⁾ Include le variazioni di stock e perdite di rete.

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

Impieghi Gas

(Gas in milioni di mc)	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Usi civili	3.043	2.598	17,1%
Usi industriali	1.378	1.336	3,1%
Usi termoelettrici	8.151	8.669	(6,0%)
Altre vendite	638	894	(28,6%)
Totale Impieghi (Italia)	13.210	13.497	(2,1%)
Vendite produzioni estero	1.231	352	n.s.

Produzioni olio

(Migliaia di barili)	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Produzione Italia	1.703	1.729	(1,5%)
Produzioni estero ⁽¹⁾	957	-	n.s.
Totale produzioni	2.660	1.729	53,8%

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

Dati economici

(in milioni di euro)	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Ricavi di vendita	4.158	5.093	(18,4%)
Margine operativo lordo	347	405	(14,3%)
% sui Ricavi di vendita	8,3%	8,0%	
Investimenti in immobilizzazioni	1.296	250	n.s.
Investimenti in esplorazione	66	62	6,5%
Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	1.357	507	n.s.

⁽¹⁾ Valori di fine periodo. Nel 2009 il dato include 785 dipendenti relativi alla concessione di Abu Qir.

Produzioni ed Approvvigionamenti

Nel corso del 2009 la produzione netta di gas totalizzando l'Italia e l'estero è risultata pari a 1.835 milioni di metri cubi, quasi raddoppiata rispetto al 2008, grazie all'incremento della produzione estera in seguito all'apporto della nuova concessione di Abu Qir, che ha contribuito per 800 Mil/mc, e all'entrata in esercizio di 6 nuovi pozzi nella concessione di Rosetta in Egitto; in Italia al contrario si è assistito ad una dinamica di naturale declino dei campi.

La produzione di olio grezzo è risultata pari a 2.660 migliaia di barili, contro i 1.729 del 2008; anche per quanto concerne le produzioni di olio, a fronte di una riduzione del contributo dei campi in Italia (-1,5%) stante il naturale e fisiologico declino degli stessi, si registra un aumento di quella estera grazie alle produzioni della concessione di Abu Qir (937 K bbl).

Come conseguenza del calo generalizzato della domanda di gas naturale a livello nazionale si è osservata una rilevante riduzione degli approvvigionamenti a breve termine a copertura dei propri impieghi; di segno opposto le importazioni di gas via gasdotti attraverso contratti di lungo termine che si attestano a 8.678 milioni di metri cubi contro i 7.554 milioni del 2008 (+14,9%) grazie all'import dall'Algeria via TTPC in virtù del contratto di approvvigionamento sottoscritto con Sonatrach, operativo dall'ottobre 2008; da segnalare inoltre l'import di 1.682 milioni di metri cubi relativi al gas liquefatto dal Qatar rigassificato presso il Terminale GNL al largo di Rovigo.

Vendite ed Attività Commerciale

I volumi venduti sul mercato domestico, pari a 13.210 milioni di metri cubi, sono in flessione del 2,1% rispetto a quelli del 2008 (13.497 milioni di metri cubi) a causa del calo delle vendite per usi termoelettrici (-6%) indotto dalla minore richiesta di elettricità nel Paese, in parte compensato dall'incremento delle vendite per usi civili e per usi industriali (rispettivamente +17,1% e 3,1%).

Le altre vendite ad operatori grossisti e al PSV sono state pari a 638 milioni di metri cubi (894 milioni di metri cubi nel 2008).

Dati economici

Nell'esercizio 2009 i ricavi di vendita raggiungono i 4.158 milioni di euro, in diminuzione del 18,4% rispetto al 2008 pur in presenza dell'effetto perimetro legato alla concessione di Abu Qir; questa diminuzione è attribuibile alla contrazione dei volumi compravenduti in Italia nonchè al decremento dei prezzi medi unitari del gas naturale e dell'olio frutto dello scenario precedentemente descritto nel paragrafo "Bilancio di gas naturale in Italia e scenario di riferimento".

Il margine operativo lordo pari a 347 milioni di euro risulta in diminuzione del 14,3% rispetto ai 405 milioni di euro rilevati nello stesso periodo del 2008; la riduzione, come detto, è da imputarsi alle produzioni olio e gas italiane per le quali si registra, oltre ai minori volumi prodotti e venduti, un effetto prezzo negativo indotto dai più bassi livelli dello scenario petrolifero nei confronti dell'anno 2008. A tale dinamica fa da contraltare il margine operativo lordo incrementale riveniente dall'investimento in Abu Qir. Nel segmento dell'approvvigionamento e commercializzazione del gas naturale al contributo derivante dalla decisa riduzione dei costi per l'approvvigionamento del gas, anche in virtù della maggiore disponibilità di fonti direttamente gestite, si contrappone il maggior costo delle operazioni di copertura delle vendite di energia elettrica a prezzo fisso che, come già ricordato, è stato contabilizzato nella Filiera Idrocarburi, essendo associato ai contratti di gas necessario a produrre l'energia elettrica medesima.

I principali investimenti nel settore idrocarburi, in Italia, hanno riguardato lo sviluppo dei nuovi campi di stoccaggio del gas di S. Potito e Cotignola (RA) e il potenziamento dei campi di Collalto (TV) e Cellino (TE), così da mettere a disposizione del Paese significative riserve di gas.



Investimenti

Gli investimenti dell'anno sono risultati pari a circa 1.296 milioni di euro e includono per 1.011 milioni di euro la già citata acquisizione della concessione di Abu Qir in Egitto.

In Italia, i principali investimenti hanno riguardato il ripristino della Nave per la piattaforma Vega per 38 milioni di euro, lo sviluppo dei nuovi campi di stoccaggio di S. Potito e Cotignola (RA) per 29 milioni di euro, due work-over sul giacimento Giovanna nel Mar Adriatico per 8,5 milioni di euro, il potenziamento del Campo di Collalto e Cellino per 15 milioni di euro, l'allacciamento del pozzo di Accettura 2 (MT) per 4 milioni di euro e lo sviluppo del nuovo campo di Capparuccia (AP) per 3 milioni di euro.

In Egitto gli investimenti hanno riguardato la concessione di Rosetta (32 milioni di euro), dove sono entrati in produzione 6 nuovi pozzi, e la concessione di Abu Qir (46 milioni di euro) dove sono stati perforati e testati con successo i nuovi pozzi NAQ PII-2 e NAQ-8 e dove sono state effettuate attività di work-over sui pozzi AQ7 e WAQ3. Sono state inoltre intraprese le attività relative alla connessione dei pozzi alla piattaforma esistente WAQ-PI, tuttora in corso.

In Algeria proseguono le attività di sviluppo per la messa in produzione dei campi di Reggane e Azrafil per i quali sono stati contabilizzati 23 milioni di euro. In Croazia sono state installate le due piattaforme off-shore Izabela South e Izabela North e sono iniziate le perforazioni di test e le attività per l'allacciamento per le quali sono stati contabilizzati 62 milioni di euro.

Attività di esplorazione

Nel 2009, sono stati realizzati investimenti per circa 66 milioni di euro, quasi interamente in Paesi esteri e riguardanti il completamento della perforazione di 5 pozzi nel blocco di Reggane in Algeria (21 milioni di euro), le perforazioni nel blocco WWER e SAER (pozzi WWER-2 e SAER-1x), nonché l'acquisizione di un rilievo sismico 3D nel blocco SAER in Egitto (20 milioni di euro) e la perforazione dei pozzi AQB4-1 e AQB4-2 nel Blocco 4 in Qatar (13 milioni di euro).

Riserve idrocarburi

Le riserve di idrocarburi del gruppo si attestano a 56,1 miliardi di mc equivalenti contro i 35,5 miliardi di mc equivalenti dell'anno precedente. La crescita di 20,6 miliardi di mc, al netto delle produzioni 2009 pari a circa 2,3 miliardi di mc equivalenti, è imputabile principalmente all'acquisizione della concessione di Abu Qir in Egitto, il cui closing è avvenuto il 15 gennaio 2009, nonché alla revisione in diminuzione delle stime, effettuata in sede di perizia esterna, che ha riguardato in particolare il permesso esplorativo di Reggane in Algeria.



CORPORATE E ALTRI SETTORI

Dati significativi

(in milioni di euro)	Esercizio 2009	Esercizio 2008	Variazione %
Ricavi di vendita	53	77	(31,2%)
Margine operativo lordo	(103)	(88)	(17,0%)
% sui Ricavi di vendita	n.s.	n.s.	
Investimenti in immobilizzazioni	11	21	(47,6%)
Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	620	605	2,5%

⁽¹⁾ Valori di fine periodo.

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. Si rammenta che nel corso dell'anno 2008 il settore includeva altresì l'attività di Distribuzione e trattamento acqua di IWH che è stata ceduta a terzi nel mese di Novembre dello stesso anno.

Pertanto i dati del 2008 beneficiavano di tale positivo contributo.

Complessivamente nel 2009 i ricavi sono risultati pari a 53 milioni di euro e il margine operativo lordo è risultato negativo per 103 milioni di euro.

RACCORDO TRA RISULTATO E PATRIMONIO NETTO DELLA CAPOGRUPPO E GLI ANALOGHI VALORI DEL GRUPPO

Ai sensi della Comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293 si riporta il prospetto di raccordo fra il risultato dell'esercizio 2009 ed il patrimonio netto al 31 dicembre 2009 di pertinenza del Gruppo con gli analoghi valori della Capogruppo Edison Spa:

Raccordo tra il risultato netto di Edison Spa e il risultato netto di Gruppo

(in milioni di euro)	Esercizio 2009	Esercizio 2008
Risultato d'esercizio di Edison Spa	423	374
Dividendi infragruppo eliminati nel bilancio consolidato	(322)	(269)
Risultati delle società controllate, collegate e a controllo congiunto non recepiti nel bilancio di Edison Spa	138	261
Differente valutazione del risultato da attività in dismissione, delle dismissioni e delle acquisizioni	(2)	(16)
Altre rettifiche di consolidamento	3	(4)
Risultato netto di competenza di Gruppo	240	346

Raccordo tra il patrimonio netto di Edison Spa e il patrimonio netto di Gruppo

(in milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2008
Patrimonio netto di Edison Spa	7.129	6.769
Valore contabile delle partecipazioni eliminate a fronte della corrispondente frazione di Patrimonio netto delle imprese partecipate di cui:		
- Eliminazione dei valori di carico delle partecipazioni consolidate	(1.983)	(1.875)
- Iscrizione dei patrimoni netti delle società consolidate	2.902	2.994
Valutazione delle partecipazioni valutate con il criterio del Patrimonio netto	5	6
Altre rettifiche di consolidamento	24	15
Patrimonio netto di Gruppo	8.077	7.909



RESPONSABILITÀ SOCIALE

AREE DI INTERVENTO

Nel corso dell'anno è stato completato il sito fotovoltaico sperimentale di Edison presso la centrale di Altomonte (foto in copertina) dove vengono testati sul campo sistemi basati su differenti tecnologie. Nella foto l'impianto fotovoltaico sul tetto della centrale Edipower di Brindisi.

INNOVAZIONE, RICERCA E SVILUPPO

Nel corso del 2009, l'attività ha riguardato un ampio ventaglio di temi, tutti afferenti alla sostenibilità ambientale, quali le fonti rinnovabili, l'efficienza energetica, le tecnologie di generazione a basso impatto e lo sviluppo di materiali avanzati per l'energia.

Celle a combustibile

Sono state svolte attività sperimentali sulle celle a combustibile, aventi come finalità principale il monitoraggio del livello di sviluppo delle soluzioni tecnologiche di maggior interesse. Tali attività sono svolte presso il Centro Ricerche in collaborazione, tra gli altri, con il Politecnico di Torino e l'Istituto Eifer di Karlsruhe. Edison partecipa su questo tema a diversi progetti di ricerca nazionali ed europei.

Fotovoltaico avanzato

Nel 2009 è stato completato il sito sperimentale presso la centrale di Altomonte (CS) dove vengono testati sul campo sistemi basati su differenti tecnologie, sia commerciali che in fase di sviluppo. Attualmente sono installati moduli tradizionali basati sul silicio e moduli più innovativi a film sottile oltre a due sistemi fotovoltaici a concentrazione. Il sito è collegato al Centro Ricerche di Trofarello che ne raccoglie ed elabora i dati sperimentali in tempo reale.

Prosegue il progetto di ricerca finalizzato allo sviluppo di ottiche innovative per sistemi a concentrazione con celle di terza generazione ad alta efficienza.

Materiali avanzati per l'energia

È continuata l'attività di sviluppo della tecnologia proprietaria Edison di produzione del superconduttore magnesio diboruro (MgB_2), presso l'Istituto CNR IENI di Lecco e presso il Centro Ricerche di Trofarello, introducendo nuove tipologie di manufatti superconduttori in forma di intarsi su substrati metallici.

È in corso una collaborazione con il laboratorio di superconduttività dell'ENEA di Frascati per applicazioni elettriche di tale materiale nel campo delle energie rinnovabili.

È iniziato, in collaborazione con EDF R&D, uno studio sui materiali e sulle relative tecniche di deposizione a film sottile per l'applicazione a celle a combustibile ad alta temperatura.

Efficienza energetica

Nel corso del 2009, a supporto alle iniziative di business della BU Efficienza Energetica e Sviluppo Sostenibile, Ricerca e Sviluppo ha svolto numerosi studi e valutazioni circa vari aspetti tecnologici sottesi al tema dell'efficienza energetica.

Tra questi ricordiamo le pompe di calore (elettriche ed a gas), gli impianti di piccola cogenerazione e varie soluzioni innovative applicabili ai settori dell'illuminazione e della climatizzazione.

Molte di queste tecnologie, soprattutto per quanto riguarda la loro gestione ed integrazione con la rete, insieme al tema delle misure, componente essenziale di ogni soluzione di efficienza energetica, sono riconducibili all'insieme di soluzioni tecnologiche complessivamente indicato come "smart grid".

Carbon capture and storage

Il tema è oggetto di attività di valutazione e di monitoraggio tecnologico. Nel 2009 sono stati condotti studi di approfondimento relativi all'applicazione delle tecniche di cattura della CO_2 agli impianti CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) e ad una valutazione preliminare del potenziale geologico di stoccaggio della CO_2 in Italia.

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

Edison affronta e gestisce le problematiche ambientali e di sicurezza in una logica di sistema integrato. Edison promuove lo sviluppo e l'utilizzo dei Sistemi di Gestione integrati come elemento fondamentale di prevenzione e miglioramento continuo della gestione, nel rispetto e nel confronto sistematico con il contesto sociale in cui opera e con le migliori *best practices* internazionali. Si riportano di seguito i principali risultati raggiunti nel corso dell'anno:

Situazione infortunistica

La situazione infortunistica, sia per il personale sociale che d'impresa, registra nel 2009 valori che, dopo una riduzione significativa conseguita negli anni precedenti, si confermano nel confronto di mercato su livelli di eccellenza.



La produzione netta delle centrali idroelettriche di Edison è aumentata del 7,5 % rispetto allo scorso anno. Anche in questo comparto sono stati investiti circa 47 milioni di euro per la razionalizzazione e il rinnovo degli impianti. Nelle foto il lago e la diga della Vacca, Val Caffaro (BS) e le centrali Semenza e Esterle sull'Adda.

Relativamente al personale sociale il 2009 si è chiuso con valori analoghi a quelli dell'anno precedente: l'indice di frequenza è pari a 3.5 e l'indice di gravità è pari a 0.09. Nell'ambito del personale di impresa l'esercizio 2009 si è caratterizzato con una significativa performance migliorativa: l'indice di frequenza è passato da 8 a 3.5; parimenti l'indice di gravità ha raggiunto un valore pari a 0.11 in netto miglioramento rispetto allo 0.28 del 2008.

Entrata in vigore D.Lgs. 81/2008 - Testo unico sulla salute e sicurezza nei luoghi di lavoro

Relativamente ai temi introdotti con il D.Lgs. n. 81 del 2008 si evidenzia quanto segue:

- È stata ultimata e perfezionata tramite lo sviluppo dello strumento operativo (DUVRI) la gestione del processo di governo dei rischi provenienti da interferenze durante le attività lavorative. Parallelamente è stata applicata, conformemente a quanto richiesto dalla legge, la procedura di individuazione dei costi della sicurezza connessi all'appalto.
- I Documenti di Valutazione dei Rischi sono stati integrati con i requisiti richiesti dall'aggiornato D.Lgs. 81/08; l'applicativo informatizzato per la valutazione dei rischi copre a fine 2009 circa l'80% dei siti.
- È stato adottato un modello organizzativo di sicurezza condiviso, attraverso l'esplicitazione di un organigramma relativo alle funzioni di sicurezza del gruppo Edison.

- È stato realizzato un programma formativo destinato a tutte le figure aziendali coinvolte nella gestione della sicurezza (datori di lavoro, dirigenti delegati, preposti, RSPP, RLS) relativo ai contenuti del Testo Unico sulla Sicurezza (D.Lgs 81/08), che terminerà nel primo trimestre 2010.
- Sono state definite le misure di prevenzione e gestione delle emergenze per il personale in espatrio o in trasferta all'estero. Sono state perfezionate le policy di Gruppo nelle branch estere ed è stato effettuato il monitoraggio della conformità legislativa.
- È stato presentato uno speciale piano di prevenzione e gestione dell'emergenza dell'influenza AH1N1 coerentemente con le linee guida internazionali e con il contributo dei medici competenti.
- Si sono realizzate iniziative nell'ambito della settimana Europea della salute e sicurezza "OSHA week 2009" (21-25 ottobre) al fine di promuovere il tema della valutazione dei rischi e di ambienti di lavoro sempre più sani e sicuri.



- Sono state effettuate le comunicazioni annuali relative ai lavoratori sottoposti a sorveglianza sanitaria e ai nominativi dei Rappresentanti dei Lavoratori per la Sicurezza.

Business Unit Asset Energia Elettrica:

Dopo aver raggiunto l'obiettivo di copertura al 100% delle certificazioni Ambiente e Sicurezza ai sensi delle norme UNI EN ISO 14001, BS OHSAS 18001 e del Regolamento EMAS per le proprie Gestioni operative la Business Unit ha avviato e concluso nel corso del 2009 il rinnovo della registrazione EMAS per le Gestioni Termoelettriche 1-2-3 e per la Gestione Idroelettrica.

Sono proseguite le attività di rilascio e rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) ai sensi del Decreto legislativo 59/2005 per gli impianti di competenza Ministeriale, superiori ai 300 MW di potenza termica. Alla fine del 2009 si è ottenuto il rilascio o è in corso il rinnovo dell'Autorizzazione per sedici impianti Edison, mentre per altri tre l'iter di rilascio è in corso di svolgimento.

Business Unit Asset Idrocarburi:

A seguito del processo di separazione (unbundling) tra le attività di trasporto, stoccaggio e produzione gas, si è avviato e concluso nel corso dell'anno il processo di adeguamento dei relativi sistemi di gestione integrati ambiente e sicurezza, già certificati secondo i requisiti delle norme UNI EN ISO 14001 e BS OHSAS 18001.

La Business Unit ha completato il processo di certificazione ai sensi delle norme UNI EN ISO 14001 e BS OHSAS 18001 per l'Unità Operativa Trasporto di Edison Stoccaggio e per la centrale di produzione olio di "Maria a Mare". Grazie a questo risultato risulta coperto da certificazione circa il 95% dei siti operativi.

Business Unit Fonti Rinnovabili

È stata portata a termine con successo la visita di sorveglianza del sistema di gestione integrato ambiente e sicurezza e di registrazione ambientale EMAS di Edison Energie Speciali.

Business Unit Marketing & Commerciale

Nel corso del primo semestre 2009, è stata portata a termine con esito positivo la prima visita di sorveglianza del sistema di gestione qualità dell'organizzazione secondo i requisiti della norma di riferimento UNI EN ISO 9001.

Direzione Ingegneria

È stato avviato presso la Direzione Ingegneria il processo di adozione di un Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza certificato BSI OHSAS 18001; tale processo ha visto, a fine 2009, il superamento del primo livello del percorso di certificazione. Il sistema di gestione della sicurezza va ad integrare il già certificato sistema di gestione della qualità.

Edipower Spa

Sono proseguiti i procedimenti di bonifica ambientale relativi a nuclei di contaminazione o di possibile contaminazione dei suoli e delle acque sotterranee riscontrati o avviati negli anni precedenti presso alcune delle Centrali termoelettriche.

Per quanto riguarda in particolare la Centrale di San Filippo del Mela, sono state collaudate e rese operative anche le opere relative al secondo stralcio degli interventi di bonifica.

Per quanto riguarda la centrale di Brindisi, nel corso del 2009 sono state gestite le attività necessarie a finalizzare l'adesione di Edipower all'Accordo di Programma, sottoscritto il 18 dicembre 2007 tra il MATTM e le altre Amministrazioni Pubbliche competenti per il Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Brindisi. In particolare, sono stati concordati con il MATTM i dettagli della relativa transazione economica. In materia di prestazioni ambientali del 2009, le emissioni in atmosfera dei principali inquinanti (anidride solforosa, ossidi di azoto, polveri e monossido di carbonio), in termini specifici, sono sostanzialmente in linea con i valori del 2008.

Nel corso del 2009 si sono concluse le attività per il rilascio delle prime Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA), per gli impianti Edipower di Piacenza, San Filippo del Mela e Sermide; il relativo decreto AIA è stato pubblicato ed è entrato in vigore nel corso del 2009 per la centrale di Piacenza, e sarà pubblicato nel 2010 per San Filippo del Mela e Sermide.

Nel corso del 2009 sono proseguite le attività necessarie per l'adozione del Sistema di Gestione della Sicurezza secondo quanto previsto dalla specifica norma di riferimento BS OHSAS 18001/2007. È inoltre da segnalare che il Sistema di Gestione della Sicurezza sarà integrato con il Sistema di Gestione Ambientale in ciascuna Unità Produttiva al fine di ottenere un Sistema di Gestione Integrato Sicurezza e Ambiente.

Gli indici infortunistici registrano in generale valori che, dopo significativi trend di riduzione conseguiti negli anni passati, si stanno stabilizzando su buoni livelli di competitività nel confronto con il mercato. Con particolare riferimento al personale sociale, nell'esercizio 2009 si registra un valore sostanzialmente allineato a quello degli ultimi anni per quanto attiene sia l'indice di frequenza (pari a 3,14) sia l'indice di gravità (pari a 0,04).

Anche per le imprese esterne operanti in manutenzione, l'andamento infortunistico ha mantenuto il buon andamento degli ultimi anni: Indice di frequenza = 5,70; Indice di gravità = 0,26.

Per quanto riguarda i Cantieri soggetti al Titolo IV del DLgs. 81/2008 il numero degli infortuni occorsi, che sono stati complessivamente 6, è pari al risultato dell'anno precedente.

RISORSE UMANE E RELAZIONI INDUSTRIALI

Risorse umane

Il totale dei dipendenti del gruppo Edison al 31 Dicembre 2009 - comprensivo degli organici riferiti alle imprese consolidate proporzionalmente - è risultato pari a 3.923 unità contro le 2.961 al 31 Dicembre 2008, con un incremento complessivo pari a 962 unità.

I principali elementi da segnalare nel periodo sono:

- potenziamento delle strutture della filiera Idrocarburi con l'acquisizione della società Abu Qir Petroleum Co. operante in Egitto ed il potenziamento delle strutture tecniche di Sede e delle Branch estere (complessivamente 808 unità di cui 785 esclusivamente relative all'acquisizione di Abu Qir);
- rafforzamento della struttura delle Fonti Rinnovabili con l'acquisizione delle società Sistemi di Energia Spa e Compagnia Energetica Bellunese Spa (pari complessivamente a 35 unità);
- potenziamento della struttura Commerciale per l'ingresso della società nel segmento di mercato residenziale e acquisizione della società AMG Gas Srl (per complessive 58 unità);
- sviluppo della attività estere di produzione di energia elettrica attraverso la Business Unit Power International, in particolare in Grecia (13 unità);
- costituzione della nuova B.U. Efficienza Energetica e Sviluppo Sostenibile (19 unità);
- potenziamento della struttura di Staff a supporto del Business, in particolare per affiancare lo sviluppo internazionale.

Il costo del lavoro complessivo dell'esercizio ha consuntivato un valore pari a 240 milioni di euro con un incremento di circa il 7,6% rispetto all'anno precedente che riflette sostanzialmente il diverso perimetro di consolidamento e la dinamica in crescita degli organici medesimi.

Relazioni industriali

Nel mese di giugno sono stati siglati specifici accordi sindacali in merito all'utilizzo delle risorse esistenti nei fondi "bilaterali" finalizzati a consentire la realizzazione di piani formativi finanziati per le Società interessate.

L'accordo con le Segreterie Nazionali delle Organizzazioni Sindacali FilcemCgil - FlaeiCisl - UilcemUil consentirà - con il supporto economico di "Fondimpresa - Fondo Paritetico Interprofessionale Nazionale", di attuare iniziative formative per giovani laureati neo-inseriti in Azienda, per *professional* e per giovani capi.

La possibilità di fruire delle risorse economiche esistenti presso "Fondirigenti - Fondo Per la Formazione Professionale Continua dei Dirigenti delle Aziende Produttrici di Beni e Servizi", grazie all'intesa raggiunta con le Rappresentanze Sindacali Aziendali dei Dirigenti del gruppo Edison, garantirà la necessaria continuità ai piani formativi per i dirigenti del Gruppo in coerenza con il modello manageriale adottato.

Dal mese di Luglio 2009 sono stati avviati gli incontri con le Organizzazioni Sindacali per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale del Settore Elettrico scaduto il 30 giugno 2009.

Analogamente sono in corso le trattative con le Organizzazioni Sindacali per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale Energia e Petrolio scaduto il 31 dicembre 2009.

Per quanto concerne Edipower, le relazioni industriali in ambito aziendale sono state caratterizzate da un'intensa attività di gestione delle problematiche scaturenti dalla contrazione della produzione per effetto della generalizzata crisi economica.

In particolare, per quanto riguarda la centrale di Brindisi, a seguito della fermata di entrambi i gruppi nei mesi di settembre e ottobre, in ragione della non economicità della produzione, si è addivenuti ad una intesa sindacale che ha consentito l'adozione di più strumenti gestionali per salvaguardare il livello occupazionale, tra i quali la fruizione collettiva delle ferie, l'internalizzazione temporanea di alcune attività di manutenzione, l'utilizzo in trasferta presso altri siti aziendali di addetti al servizio di manutenzione.

Organizzazione

Relativamente alle attività di Organizzazione si segnala in particolare quanto segue:

- è stata completata la fase di studio tecnico, economico e di mercato e definito il relativo business model, è stata costituita, a diretto riporto del Chief Operating Officer, la Business Unit Efficienza Energetica e Sviluppo Sostenibile con l'obiettivo di contribuire alla crescita della redditività di Edison ed alla fidelizzazione dei clienti al brand attraverso la proposta di soluzioni energetiche sostenibili sul piano economico, ambientale e sociale;
- è stata costituita, a diretto riporto del Chief Operating Officer, la Direzione Coordinamento Performance Operations, con la responsabilità principale di assicurare supporto per la proposta, definizione, implementazione, monitoraggio e consolidamento di indicatori e target di performance operativa relativi alle attività affidate alle Direzioni ed alle Business Unit a diretto riporto del Chief Operating Officer;



Contribuire al successo del business attraverso l'inserimento di risorse ad elevata professionalità e potenziale, promuoverne la crescita con la formazione e percorsi professionali stimolanti, proteggere e sviluppare le competenze chiave ai fini della realizzazione degli obiettivi aziendali è la missione di Edison nelle Risorse Umane.

- nell'ambito della Business Unit Asset Idrocarburi sono state costituite, a diretto riporto del Responsabile della Business Unit, la Direzione Coordinamento Attività Nord Africa e Medio Oriente e la Direzione Coordinamento Attività Europa e West Africa. Le Direzioni operano con la responsabilità fondamentale di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo e di redditività delle attività estere della B.U. attraverso la supervisione delle Joint Venture e delle Branch di Edison International;
- nell'ambito delle Società soggette a Regime di *unbunbling funzionale* sono state ridefinite le strutture organizzative delle Attività di Stoccaggio Gas e Trasporto Gas. I gestori indipendenti delle Società hanno inoltre provveduto a formalizzare Procedure Operative, con particolare riferimento al processo di redazione e approvazione del Budget/Piano, coerentemente con quanto richiesto dalla normativa di riferimento;
- nel mese di Ottobre 2009 si sono concluse le operazioni che hanno consentito di dare piena operatività alla joint-venture Elpedison Power, la cui costituzione era stata definita il 3 luglio 2008 tra Edison, Hellenic Petroleum e gli azionisti di minoranza di Thisvi Sa (le società Hed Sa e Halcor Sa). Tale Società è proprietaria della costruenda centrale CCGT da 420MW di Edison a Thisvi in Grecia e della centrale CCGT da 390MW a Salonicco. Inoltre, Edison e Hellenic Petroleum hanno costitui-

- to Elpedison Trading che opererà come società di trading per la vendita di energia elettrica e la gestione di servizi;
- in funzione delle evoluzioni organizzative aziendali e della legislazione di riferimento è stato aggiornato il modello di organizzazione e di gestione finalizzato a prevenire la responsabilità amministrativa della Società ai sensi del Decreto legislativo 231/2001 già adottato nel 2004, nominando "Responsabili di Unità Operative per l'attuazione del Modello Organizzativo e di Gestione ai sensi del D.lgs. 231/2001" (Responsabili Unità Operative 231) i responsabili pro tempore delle diverse Direzioni e Business Unit Aziendali.

Relativamente a Edipower, nel corso del 2009 sono stati portati a termine alcuni importanti progetti di innovazione organizzativa. È stata portata a termine la rivisitazione dal punto di vista organizzativo dei processi di approvvigionamento



mento e di qualifica dei fornitori nell'ambito di un progetto aziendale volto a cogliere le potenzialità di risparmio relative alle principali categorie merceologiche ed ottimizzare la base fornitori all'interno delle categorie merceologiche più strategiche in un'ottica di riduzione del costo totale di approvvigionamento. Inoltre, nell'ambito del progetto di adeguamento del modello organizzativo ex D. Lgs. 231/2001, sono state aggiornate o redatte ex-novo undici procedure aziendali.

Formazione

Nel corso del 2009 l'attività di formazione ha coinvolto 2.166 persone ed impegnato Edison per un programma di 86.464 ore totali di cui una significativa parte (29.222 ore) dedicata a temi inerenti la sicurezza. Le ore di formazione erogate da docenti interni hanno rappresentato il 32% circa del totale. Il costo totale didattico della formazione è stato di circa 1,5 milioni di euro.

Relativamente a Edipower, nel corso dell'anno 2009 l'attività di formazione ha impegnato la Società con un programma di circa 63.000 ore, articolato in interventi organizzati per la sede o per il singolo impianto, e in iniziative mirate a soddisfare esigenze specifiche o rivolte a interi gruppi professionali.

RISCHI E INCERTEZZE

Gestione del rischio nel gruppo Edison

Enterprise Risk Management

Edison ha sviluppato un modello integrato di gestione dei rischi che si ispira ai principi internazionali dell'Enterprise Risk Management, in particolare al *framework* COSO (promosso da The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission). Lo scopo principale dell'ERM è quello di adottare un approccio sistematico all'individuazione dei rischi prioritari dell'azienda, a valutarne anticipatamente i potenziali effetti negativi e a intraprendere le opportune azioni per mitigarli.

A tal fine, Edison si è dotata di un Modello di Rischio Aziendale e di una metodologia di risk mapping e risk scoring, che assegna un indice di rilevanza al rischio in funzione della valutazione di impatto globale, probabilità di accadimento e livello di controllo.

Con il coordinamento della Direzione Risk Office, i responsabili delle business unit e direzioni aziendali individuano e valutano i rischi di competenza attraverso un processo di Risk Self Assessment e forniscono una prima indicazione delle azioni di mitigazione ad essi associate. I risultati del processo sono successivamente consolidati a livello centrale in una mappatura, dove i rischi vengono prioritizzati in funzione dello scoring risultante e aggregati per favorire il coordinamento dei piani di mitigazione in un'ottica di gestione integrata dei rischi stessi.

Il Modello di Rischio Aziendale, sviluppato sulla base delle *best practice* di settore e internazionali, ricomprende le tipologie di rischio caratterizzanti il business in cui il Gruppo opera, distinguendo i rischi legati all'ambiente esterno dai rischi interni di processo e strategici.

Il processo di Enterprise Risk Management è strettamente legato al processo di pianificazione strategica con la finalità di associare il profilo di rischio complessivo del Gruppo alla redditività prospettica risultante dal documento di piano/budget.

I risultati dell'ERM e del Risk Self Assessment sono oggetto di comunicazione a scadenze prestabilite in sede di Comitato di Controllo Interno e Consiglio di Amministrazione, e sono utilizzati dalla Direzione Sistemi di Controllo Interno come elementi informativi finalizzati alla predisposizione di specifici piani di audit risk-based.

La mappa dei rischi aziendali risultanti dal processo ERM è allegata al prospetto di budget e piano industriale approvato nelle sue linee guida dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo.

Energy Risk Management

Nell'ambito delle attività di Risk Management, un presidio specifico è dedicato al rischio prezzo *commodity*, cioè al rischio legato alle variazioni dei prezzi dei mercati finanziari e fisici nei quali la società opera, relativamente alle materie prime energetiche quali energia elettrica, gas naturale, carbone, olio grezzo e prodotti derivati.

La crescente volatilità dei prezzi di tali *commodity* ha infatti provocato nel corso degli ultimi anni un aumento del rischio di oscillazione dei risultati economici delle imprese del settore.

Nel complesso, quindi, l'attività di Risk Management di Gruppo si pone gli specifici obiettivi di limitare la volatilità dei risultati e proteggere il valore degli asset e di gestire gli obiettivi strategici e le performance operative del Gruppo in ottica bilanciata rendimento-rischio.

Nello specifico, il rischio mercato legato alle oscillazioni del prezzo delle *commodity* energetiche e del cambio viene gestito centralmente mediante un processo di *netting* sull'esposizione totale del portafoglio di Gruppo che viene monitorata a fronte di un limite di rischio, espresso in termini di capitale economico, approvato annualmente dal Consiglio di Amministrazione in relazione al livello di redditività attesa.

Il Comitato Rischi mensilmente verifica l'esposizione di Gruppo con riferimento al limite di rischio approvato e, in caso di superamento, decide sulle opportune misure di copertura da adottare, in accordo

con le *Energy Risk Policy*. In base a tale documento, il Gruppo persegue l'obiettivo di minimizzare il ricorso ai mercati finanziari per le coperture necessarie, puntando sulla valorizzazione dell'integrazione verticale e orizzontale delle varie filiere di business.

Risk Factors

Rischi legati all'ambiente esterno

Rischio normativo e regolatorio

Una potenziale fonte di rischio per Edison deriva dalla costante evoluzione del contesto normativo e regolatorio di riferimento, con effetti sul funzionamento del mercato, sui piani tariffari, sui livelli di qualità del servizio richiesti e sugli adempimenti tecnico-operativi. Al riguardo, Edison è impegnata in una continua attività di monitoraggio e dialogo costruttivo con le Istituzioni sia negli eventuali momenti di confronto sia per recepire tempestivamente i cambiamenti intervenuti, operando comunque per minimizzare l'impatto economico eventualmente derivante.

In questo contesto, tra le principali evoluzioni normative in corso ampiamente descritte nel paragrafo "Quadro normativo e regolamentare", brevemente si riportano:

- **Riforma mercato ingrosso energia elettrica.**

Il Decreto-Legge 29 novembre 2008 n. 185 (convertito in legge n. 2 del 28 gennaio 2009) ha previsto una serie di interventi atti a riformare importanti meccanismi di funzionamento del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

Per quanto concerne la portata degli effetti derivanti dagli interventi di riforma, si può ritenere che per Edison, fatto salvo gli impatti derivanti dalla riforma della disciplina delle unità essenziali, le modifiche ad oggi apportate al disegno del mercato non sono da qualificare come rilevanti.

- **Concessioni idroelettriche.**

La situazione delle concessioni idroelettriche di grande derivazione conseguente alla eliminazione della proroga decennale operata dalla Corte Costituzionale con sentenza del 14 gennaio 2008 n. 1 non ha ancora trovato, dopo due anni, una soluzione normativa adeguata.

Il rischio, di rilevante impatto sui concessionari idroelettrici, tra i quali Edison, è legato, in particolare, al mancato rinnovo delle concessioni in scadenza ed alla conseguente possibile perdita delle stesse. Un intervento normativo, in più occasioni sollecitato sia dagli operatori che dalle Associazioni di categoria, risulta quanto mai necessario considerato che molte concessioni, tra cui alcune nella titolarità di Edison, verranno a scadenza a fine 2010.

- **Evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92.**

Con riferimento alla tematica del Costo Evitato del Combustibile (CEC) e dei vari reintegri (oneri CO₂, oneri "Certificati Verdi"), Edison monitora e presidia l'attività dell'Autorità per l'Energia Elettrica e Gas e il complesso contenzioso in essere.

In aggiunta, l'articolo 30, comma 20, della legge 23 luglio 2009, n. 99 (cd Legge Sviluppo), prevede l'introduzione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92, a cui i produttori possono aderire volontariamente.

Edison, in ossequio all'articolo 3, comma 1, del DM 2 dicembre 2009, ha inviato al GSE la propria manifestazione di interesse non vincolante per l'adesione al meccanismo di risoluzione anticipata proposto dal MSE.

- **Oneri ambientali: quote CO₂**

In relazione alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica, l'attuale normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di emissione di CO₂ (EU ETS) impone oneri per il settore elettrico, relativi alla produzione o all'acquisto di tali quote, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti.

In particolare, l'assegnazione dei permessi a titolo oneroso attraverso aste a partire dal 2013 e un quadro legislativo non ancora definito e la possibile volatilità del mercato delle quote potrebbero avere un impatto sul settore energetico.

- **Modifica obbligo Certificati Verdi**

L'articolo 27, comma 18, della legge 99/09, ha trasferito l'obbligo dei Certificati Verdi, di cui all'articolo 11, commi 1 e 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dai produttori ai soggetti che concludono con la società Terna Spa uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo (tale trasferimento, previsto dalla L. 99/09 al 2011, è stato posticipato al 2012 dall'art. 7, comma 2-bis, della L. 166/09).

Dall'anno 2012 pertanto il certificato verde non sarà più una componente del costo variabile di produzione e di conseguenza potrebbe registrarsi una diminuzione del prezzo all'ingrosso legata al valore dei CV attualmente scontato nel PUN. Tali effetti potrebbero essere controbilanciati da altre disposizioni ministeriali attualmente in discussione.

Rischio prezzo/tasso di cambio legato all'attività in commodity

Il gruppo Edison è esposto al rischio di oscillazione dei prezzi di tutte le commodity energetiche trattate, principalmente energia elettrica, gas naturale, carbone, prodotti petroliferi, titoli ambientali. Tali fluttuazioni agiscono tanto direttamente quanto indirettamente attraverso indicizzazioni presenti nelle formule di prezzo. Inoltre, poiché una parte dei prezzi di dette commodity energetiche è denominata in dollari americani, il Gruppo è esposto anche al relativo rischio cambio.

Dal punto di vista organizzativo, il modello di governance adottato dal Gruppo prevede (con talune eccezioni non significative che riguardano Edipower Spa) la separazione delle funzioni di controllo e gestione del rischio in oggetto, accentrate in Edison Spa a riporto diretto del Chief Financial Officer, dall'operatività sui mercati finanziari, centralizzata in Edison Trading Spa per quanto riguarda i mercati delle commodity e nella Direzione Finanza di Edison Spa per quanto riguarda il tasso di cambio.

Le attività di gestione e controllo di tale rischio sono disciplinate dalle Energy Risk Policy, che prevedono l'adozione di specifici limiti di rischio in termini di Capitale Economico relativo ai rischi mercato e l'impiego di strumenti derivati finanziari comunemente utilizzati sul mercato al fine di contenere l'esposizione entro i limiti stabiliti. Sul Portafoglio Industriale del Gruppo l'assorbimento di Capitale Economico è misurato attraverso il Profit-at-Risk, quantificato mensilmente sull'esposizione netta di Gruppo. Ai fini IFRS 7 è inclusa nelle note illustrative al Bilancio Consolidato, ai quali si rimanda per ulteriori approfondimenti, una simulazione di PaR svolta solamente sui derivati finanziari in essere al 31 dicembre 2009 per verificarne la volatilità attesa in termini di fair value contabilizzato a bilancio.

All'interno delle attività caratteristiche del gruppo Edison sono state approvate anche attività di trading fisico e finanziario su commodity, consentite nel rispetto delle apposite procedure e segregate ex ante in appositi Portafogli di Trading. I Portafogli di Trading sono monitorati giornalmente tramite specifici limiti di rischio, misurati in termini di Value-at-Risk giornaliero al 95% di probabilità e di Stop Loss mensile e annua. Per un'analisi più dettagliata dei limiti di rischio dei portafogli di trading si rimanda a quanto illustrato nelle note illustrative al Bilancio Consolidato ai fini dell'IFRS7.

Rischio di cambio non connesso al rischio commodity

Fatta eccezione per quanto sopra riportato nell'ambito del rischio commodity, il Gruppo non è particolarmente esposto al rischio di cambio che, per la parte residua, è prevalentemente concentrato sulla conversione dei bilanci di talune controllate estere e su alcuni flussi in valuta, per valori contenuti, relativi all'acquisto di macchinari; generalmente le controllate estere hanno una sostanziale convergenza tra le valute di fatturazione attiva e quelle di fatturazione passiva.

Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nelle note illustrative al Bilancio Consolidato ai fini dell'IFRS7.

Rischio di tasso d'interesse

Il gruppo Edison è esposto alle fluttuazioni del tasso d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. Il tasso di interesse cui il Gruppo è principalmente esposto è l'Euribor.

La politica di copertura del rischio tasso è ispirata alle seguenti linee guida. Anzitutto il Gruppo non pone in essere derivati con finalità speculative. Al contrario l'obiettivo è principalmente la riduzione dell'oscillazione nella volatilità degli oneri finanziari. Tale obiettivo è raggiunto attraverso un'opportuna combinazione tra tasso fisso e variabile nella composizione del debito, dopo le coperture. Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nelle note illustrative al Bilancio Consolidato ai fini dell'IFRS7.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione di Edison a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti sia commerciali sia finanziarie. Per il gruppo Edison l'esposizione al rischio di credito è connessa in modo preponderante alla crescente attività commerciale di vendita sul mercato libero di energia elettrica e di gas naturale.

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 descritte diffusamente nelle note illustrative al Bilancio Consolidato ai fini dell'IFRS7.

Concorrenza

I mercati energetici all'interno dei quali il Gruppo opera sono soggetti ad una forte concorrenza. In particolare, nel mercato elettrico italiano, Edison compete con altri produttori e trader (italiani e internazionali) che vendono energia elettrica a clienti industriali, commerciali e residenziali. Al fine di fronteggiare i rischi derivanti dalla partecipazione al mercato nazionale dell'energia elettrica, il Gruppo persegue le seguenti linee di azione: sviluppo di un portafoglio clienti facente parte del segmento mercato libero, in una logica di progressiva integrazione a valle; diversificazione geografica; ottimizzazione del *mix* produttivo; sviluppo delle fonti rinnovabili.

Nel mercato italiano del gas, Edison fa fronte ad un inasprimento della concorrenza da parte di operatori sia nazionali che internazionali, che può portare ad una progressiva erosione dei margini di vendita del gas. In aggiunta, il Decreto Legislativo 164/2000 ha riconosciuto all'AEEG poteri di regolamentazione in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'accesso alle infrastrutture. Pertanto, le decisioni dell'Autorità possono limitare la capacità commerciale e la politica dei margini del Gruppo. Inoltre, alcuni produttori esteri provenienti da Paesi con grandi riserve di gas progettano di vendere il gas naturale in Italia direttamente ai clienti finali. Questo minaccia la posizione di mercato di società come Edison, che rivendono ai clienti finali il gas acquistato da altri Paesi.

Nelle attività di esplorazione e produzione, Edison compete con società pubbliche e società internazionali per l'ottenimento dei permessi di esplorazione e sviluppo, in particolare all'estero.

Tra le possibili azioni di mitigazione del rischio concorrenza nell'ambito del settore idrocarburi vale la pena citare: l'esercizio delle clausole di rinegoziazione del prezzo, in funzione dell'andamento dello scenario energetico di riferimento e delle condizioni di mercato, contenute nei contratti di approvvigionamento di lungo termine gas; la strategia di integrazione lungo tutta la catena del valore tramite lo sviluppo di riserve proprie; la diversificazione geografica e logistica delle fonti condotta tramite lo sviluppo di importanti infrastrutture di trasporto su scala internazionale, quale la compiuta realizzazione del nuovo terminale di rigassificazione di Rovigo e la partecipazione ai progetti dei gasdotti GALSI e ITGI.

Innovazione tecnologica

Cambiamenti radicali nelle tecnologie di generazione di energia elettrica esistenti o in corso di sviluppo, potrebbero renderle maggiormente competitive rispetto a quelle, pur ottime, che costituiscono il *mix* produttivo del Gruppo. Allo stesso modo, eventuali modifiche normative potrebbero influenzare l'ordine di merito degli impianti di generazione. Al fine di mitigare tali rischi, Edison compie una costante attività di monitoraggio dello sviluppo di nuove tecnologie, sia nel settore elettrico che idrocarburi. L'azienda è altresì impegnata in un processo di *assessment* di tecnologie innovative, nel campo dell'efficienza energetica e della generazione da fonti rinnovabili. Per un approfondimento relativo alle attività in tale ambito si rimanda alla sezione "Innovazione, ricerca e sviluppo" della presente Relazione sulla gestione 2009.

Domanda di energia elettrica e gas naturale

La domanda di energia elettrica e gas naturale è generalmente legata al prodotto interno lordo. Nel contesto dell'attuale crisi economica globale, a partire dall'ultimo trimestre del 2008, la domanda di energia elettrica in Italia ha invertito il proprio trend positivo per la prima volta dopo la crisi del 1981 ed ha continuato per tutto il 2009 ad avere tassi di crescita negativi rispetto ai corrispondenti mesi dell'anno precedente. Lo stesso si può dire per la domanda di gas naturale, che però ha invertito la tendenza negativa dal mese di ottobre 2009 rispetto ai corrispondenti mesi del 2008 (anche in considerazione della dinamica termica).

Un eventuale proseguimento del trend negativo della domanda di energia anche per il futuro potrebbe avere un impatto in termini di diminuzione dei volumi di vendita di energia elettrica e gas naturale da parte di Edison e, di conseguenza, riflettersi in una riduzione dei margini complessivi di vendita del Gruppo. A questo riguardo, il Gruppo svolge un'attività di monitoraggio sia dell'andamento del carico elettrico e dei consumi di gas, a cadenza giornaliera, sia dello scenario macroeconomico italiano ed internazionale, in funzione degli aggiornamenti pubblicati dai maggiori istituti di previsione economica-finanziaria. L'analisi di tali informazioni ha lo scopo di evidenziare, con il massimo anticipo, possibili trend nella domanda di energia elettrica e gas e di ottimizzare, di conseguenza, lo scenario produttivo. Inoltre, l'adozione di una strategia di diversificazione commerciale permette di contrastare, entro certi termini, uno scenario di mercato avverso. In particolare, nel corso del 2009 l'incremento delle vendite sul mercato elettrico dei clienti finali e dei grossisti (riducendo contestualmente le vendite sulla Borsa Elettrica) e lo sviluppo della penetrazione sul segmento residenziale hanno permesso, da una parte, di contenere la riduzione dei volumi e, dall'altra, di ottimizzare la redditività, soprattutto rispetto alla decisa riduzione dei margini della Borsa Elettrica.

Rischi di processo

Rischio operations

L'attività caratteristica di Edison prevede, tra l'altro, la costruzione e la gestione di impianti di produzione di energia elettrica ed idrocarburi tecnologicamente complessi ed interconnessi lungo tutta la catena del valore. Rischi di perdite o danni possono insorgere da improvvisa indisponibilità di uno o più macchinari o impianti critici ai processi di produzione, conseguenti al verificarsi di eventi dannosi compresi i danni materiali ai macchinari stessi o specifiche componenti di esso, che non possono essere completamente coperti o trasferibili tramite polizze di assicurazione.

Edison persegue, quindi, una politica di gestione del rischio industriale comprendente attività di prevenzione e controllo dei rischi, che prevede l'adozione di standard di sicurezza specifici redatti da enti internazionalmente riconosciuti quali NFPA e FM, fermi gli adeguamenti conformi a normative nazionali e requisiti di enti locali che disciplinano la materia, unitamente a frequenti piani di revisione, *contingency planning* e manutenzione. Laddove appropriato, adeguate politiche assicurative e peritali in ambito industriale, come la stipula di polizze *Erection All-Risk* e *Property All-Risk*, dotate di estensione a copertura dei danni indiretti o ritardi nella disponibilità di nuovi impianti, minimizzano le possibili conseguenze di tali eventi. Per quanto riguarda, invece, la gestione dei rischi ambientali e di sicurezza si rimanda alla sezione "Salute, sicurezza e ambiente" della presente Relazione sulla gestione 2009.

Information Technology

Complessi sistemi informativi supportano l'operatività aziendale per quanto concerne in particolare gli aspetti tecnici, commerciali e amministrativi. Aspetti di rischio sono associati all'adeguatezza di tali sistemi e all'integrità e riservatezza dei dati e delle informazioni. Il continuo sviluppo di soluzioni IT di supporto al business, l'adozione di elevati standard di sicurezza e di sistemi di autenticazione e profilazione mitigano tali rischi. Inoltre, per quanto riguarda il rischio di interruzione dell'attività a fronte di un "fault" dei sistemi, Edison si è dotata di architetture hardware e software in configurazione ad alta affidabilità per quelle applicazioni che supportano attività critiche. In particolare, nell'ambito dei servizi forniti dall'*outsourcer*, il servizio di *disaster recovery* garantisce tempi di ripristino coerenti con i livelli di criticità delle applicazioni.

Liquidità

La gestione del rischio liquidità fronteggia il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. L'obiettivo strategico del Gruppo è di minimizzare l'impatto delle scadenze del debito finanziario attraverso il mantenimento di linee di credito disponibili, la liquidità, il tempestivo avvio delle negoziazioni su finanziamenti in corso di maturazione.

Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nelle note illustrative al Bilancio Consolidato ai fini dell'IFRS7.

Rischi strategici e di indirizzo

Investimenti di sviluppo e acquisizioni

Lo sviluppo delle attività caratteristiche del gruppo Edison prevede il ricorso ad investimenti diretti (sviluppo interno) e acquisizioni.

Per quanto concerne gli investimenti diretti, il gruppo Edison nel corso degli ultimi anni ha sviluppato un importante programma di realizzazione di nuova capacità produttiva di energia elettrica per 7.000 MW addizionali ed è costantemente impegnato in un'attività di miglioramento degli impianti meno recenti, con la finalità di aumentarne la redditività, l'efficienza e la flessibilità di esercizio.

In aggiunta, dal mese di ottobre, è commercialmente operativo il terminale di rigassificazione offshore Adriatic LNG (Edison 10%; ExxonMobil Italiana Gas 45%; Qatar Terminal Limited 45%), che a regime consentirà di importare dal Qatar più di 8 miliardi di metri cubi di gas l'anno, pari ad una quota di circa il 10% del fabbisogno nazionale. L'80% della capacità di rigassificazione è destinata ad Edison in base all'accordo di vendita di GNL con Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II. Il restante 20% della capacità è a disposizione del mercato secondo le procedure fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e Gas.

Sempre con riferimento al settore idrocarburi, nel corso del mese di gennaio Edison ha sottoscritto il contratto di assegnazione dei diritti di esplorazione, produzione e sviluppo della concessione offshore di Abu Qir, con il contestuale pagamento del bonus di firma a favore della società Egyptian General Petroleum Corporation. La concessione durerà 20 anni con la possibilità di essere prolungata per ulteriori 10 anni su richiesta di Edison. Tale accordo rappresenta per Edison un significativo investimento sul mercato egiziano del petrolio e gas e consente di aumentare sensibilmente le proprie riserve di idrocarburi.

Ulteriori investimenti, nonché alcuni mirati disinvestimenti come parte di una strategia di razionalizzazione del portafoglio complessivo, sono previsti in futuro per il potenziamento delle attività caratteristiche, sia nel settore energia elettrica che nel settore idrocarburi. La strategia di sviluppo prevede anche il possibile ricorso all'internazionalizzazione in Paesi al di fuori dell'Unione Europea, dove in parte il Gruppo è già presente, che possono essere caratterizzati da un quadro politico, sociale ed economico meno stabile.

Con riguardo a tali attività, il gruppo Edison è esposto a rischi autorizzativi, rischi di ritardo nello sviluppo o entrata in esercizio commerciale delle nuove iniziative, rischio di incremento dei costi operativi e dei costi di materiali e servizi, rischi legati a possibili cambiamenti nelle tecnologie esistenti, nonché rischi legati all'evoluzione del quadro politico e normativo di taluni Paesi stranieri in cui il Gruppo opera o intende operare in futuro.

Per quanto concerne la strategia di sviluppo attraverso acquisizioni, questa dipende dalla capacità di Edison di identificare e cogliere opportunità presenti sul mercato in termini di acquisizioni di asset o società che consentano di sviluppare il *core business* del Gruppo in termini accettabili. Da questo punto di vista, non vi è la totale garanzia che Edison sarà in grado di raggiungere i benefici inizialmente attesi da tali operazioni. In particolare, questo può essere dovuto ad una non efficace integrazione degli asset acquisiti o a perdite e costi inizialmente non previsti e ad essi connessi. Inoltre, le acquisizioni comportano anche il rischio finanziario di non riuscire a coprire i costi di acquisto, nel caso in cui si dovesse verificare una diminuzione prolungata dei prezzi e dello scenario di riferimento.

Ai fini di una mitigazione di tali rischi, il gruppo Edison si è strutturato con una serie di processi interni a presidio delle varie fasi istruttorie e valutative delle iniziative di investimento. I processi prevedono, oltre alle opportune procedure formalizzate, operazioni di *due diligence*, contratti vincolanti, processi autorizzativi interni multi-livello, scrupolose attività di project management e project control.

Politiche e strumenti di gestione adottati

Energy Risk Policy

Governance

La *governance* dell'Energy Risk Management prevede che il Consiglio di Amministrazione sia l'unico organo responsabile per l'approvazione dei limiti di rischio, espressi in termini di Capitale Economico, in sede di budget.

Nell'ambito del Comitato Rischi vengono definite le politiche, supervisionati i livelli di rischio, approvate le strategie di copertura e definiti eventuali limiti di dettaglio.

Nel rispetto di una chiara separazione dei ruoli, la Direzione Risk Office, a riporto del CFO, si occupa di istruire i temi per il Comitato Rischi, del controllo dei limiti e dei risultati delle coperture finanziarie effettuate, mentre il Front Office, a riporto del Direttore BU Energy Management, si occupa di chiudere le transazioni sui mercati finanziari, con il compito di ottimizzarne tempistiche, strutture e controparti.

Coperture finanziarie

Uno degli obiettivi dell'attività di Risk Management del Gruppo è quello di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e contratti, proteggendo tramite l'Hedging Strategico il MOL di Gruppo dalle oscillazioni dovute al rischio prezzo e al rischio cambio (come definiti nel precedente par. Risk Factors) sulle *commodity* trattate.

L'attività di Hedging Strategico è svolta tramite coperture finanziarie attivate progressivamente nel corso dell'anno sulla base dell'andamento dei mercati e dell'evolversi delle previsioni sui volumi dei contratti fisici in acquisto e in vendita e delle produzioni degli asset.

La gradualità dell'Hedging Strategico assicura la minimizzazione del rischio di esecuzione, legato alla concentrazione di tutte le coperture in una fase di mercato sfavorevole, del rischio volume, legato alla variabilità del sottostante da coprire in funzione delle migliori previsioni di volume, e del rischio operativo, legato a errori di implementazione.

Inoltre, la politica del Gruppo è orientata a minimizzare il ricorso ai mercati finanziari per coperture mediante la valorizzazione dell'integrazione verticale e orizzontale delle varie filiere di business.

A tal fine, il Gruppo pianifica prioritariamente il bilanciamento fisico dei volumi delle proprie vendite di *commodity* energetiche fisiche sui mercati per le varie scadenze temporali, attraverso gli asset di produzione di proprietà e il portafoglio di contratti in essere, sia di medio/lungo periodo sia spot.

In secondo luogo, il Gruppo persegue una strategia di omogeneizzazione fra le fonti e gli impieghi fisici, in modo che le formule e le indicizzazioni a cui sono legati i ricavi derivanti dalle vendite di *commodity* energetiche riflettano per quanto possibile le formule e le indicizzazioni dei costi del Gruppo, ossia degli acquisti di *commodity* energetiche sui mercati e degli approvvigionamenti per i propri asset di produzione. Per gestire il rischio prezzo e cambio sull'esposizione residua del portafoglio di asset e contratti, il Gruppo può fare ricorso a coperture strutturate sui mercati finanziari sulla base di una strategia di *cash flow hedging*.

Le coperture finanziarie possono avere origine anche da specifiche richieste delle singole business unit con la finalità di bloccare, tramite l'Hedging Operativo, il margine relativo ad una singola transazione o ad un insieme limitato di transazioni tra loro correlate.

Policy di Enterprise Risk Management

Il processo ERM e le valutazioni di impatto sui margini-obiettivo

Il processo di Enterprise Risk Management viene svolto in parallelo con lo sviluppo del budget e del piano industriale, con un processo di Risk Self Assessment annuale i cui risultati sono presentati in sede di approvazione del budget e sono aggiornati in occasione dei Comitati di Controllo Interno. Anche in questo caso il modello si basa sulle informazioni che provengono dalle singole unità operative e direzioni: ciascuna, nel suo ambito specifico, procede infatti a una mappatura dei rischi secondo tre dimensioni, che misurano rispettivamente l'impatto, la probabilità di accadimento e il livello di controllo. I risultati di sintesi per quanto concerne l'esercizio 2009 sono commentati nel precedente paragrafo "Risk Factors".

Per ciascuno dei rischi prioritari individuati vengono assegnati un coordinatore e specifiche azioni di mitigazione, codificate all'interno di classi di interventi predefiniti. Nel corso dell'anno sono previsti aggiornamenti periodici per il controllo dell'andamento delle azioni di mitigazione individuate e la valutazione del potenziale impatto.

Fondi rischi

Oltre a quanto sopra descritto relativamente alle attività di gestione e mitigazione dei rischi, il gruppo Edison, in presenza di obbligazioni attuali, conseguenti a eventi passati, che possono essere di tipo legale, contrattuale oppure derivare da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa tali da indurre nei terzi una valida aspettativa che l'impresa stessa sia responsabile o si assuma la responsabilità di adempiere a una obbligazione, ha effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi rischi ed oneri presenti tra le passività di bilancio (si vedano anche le "note illustrative al Bilancio Consolidato"). In particolare, nello svolgimento delle proprie attività, le società del Gruppo sono parte in procedimenti giudiziari e in alcuni contenziosi fiscali per una descrizione dei quali si rimanda al paragrafo circa lo "Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 31 dicembre 2009".

ALTRE INFORMAZIONI

Ai sensi dell'art. 2428 del Codice civile, si precisa che:

- al 31 dicembre 2009 non risultano in portafoglio azioni proprie o azioni della società controllante, neppure indirettamente tramite società fiduciarie o per interposta persona. Nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni relative ad azioni proprie o ad azioni della società controllante, neppure indirettamente tramite società fiduciarie o per interposta persona;
- il Gruppo ha intrattenuto nel corso dell'esercizio operazioni rilevanti con parti correlate, per una descrizione delle quali si rimanda al paragrafo "*Operazioni infragruppo e con parti correlate*" contenuto nelle Altre informazioni del Bilancio Consolidato;
- non sono state istituite sedi secondarie.

Le informazioni sugli assetti proprietari e sul governo societario sono contenute in apposito fascicolo parte integrante della documentazione di bilancio. Tali informazioni ricomprendono, fra l'altro, i dati sulle partecipazioni, compensi e piani di stock option degli amministratori e sindaci, nonché sui corrispettivi della società di revisione.

PROPOSTA DI DELIBERAZIONE

Signori Azionisti,

il bilancio separato al 31 dicembre 2009 della Vostra società chiude con un utile di euro 423.257.535,46, arrotondato all'unità di euro 423.257.535.

Se concordate con i criteri seguiti nella redazione del bilancio e con i principi e i metodi contabili ivi utilizzati, Vi proponiamo di adottare le seguenti deliberazioni:

L'assemblea degli azionisti

- esaminato il bilancio separato della società ed il bilancio consolidato del gruppo al 31 dicembre 2009 nonché la relazione degli amministratori sulla gestione e la relazione sul governo societario e sugli assetti proprietari;
- vista la relazione del collegio sindacale all'assemblea di cui all'art. 153 del decreto legislativo 58/1998 (Tuf);
- viste le relazioni della società di revisione al bilancio separato e al bilancio consolidato al 31 dicembre 2009;
- tenuto conto del disposto dell'art. 2430 cod.civ. in tema di riserva legale, nonché di quello dell'art. 24 dello statuto in tema di dividendo spettante alle azioni di risparmio;
- tenuto conto che per effetto della transizione e dell'applicazione dei principi IFRS il patrimonio netto al 31 dicembre 2009 comprende riserve indisponibili ex artt. 6 e 7 del decreto legislativo 38/2005;
- tenuto conto di quanto disposto dall'art. 109, comma 4 del d.pr n. 917/1986, nella formulazione in vigore fino alla data del 31 dicembre 2007 e per quanto ancora applicabile;
- tenuto conto che il capitale è pari ad euro 5.291.700.671,00 suddiviso in n. 5.181.108.251 azioni ordinarie e n. 110.592.420 azioni di risparmio;

delibera

- | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| (i) di approvare la relazione degli amministratori sull'andamento della gestione relativa all'esercizio 2009; | |
| (ii) di approvare il bilancio separato della società dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 nel suo insieme e nelle singole appostazioni; | |
| (iii) di accantonare il 5% dell'utile d'esercizio di euro 423.257.535,46 a riserva legale per complessivi | euro 21.162.876,77 |
| (iv) di destinare come segue l'utile di euro 402.094.658,69 che residua dopo il suo parziale utilizzo per l'accantonamento a riserva legale di cui al precedente punto (iii): | |
| a) a dividendo per le 110.592.420 azioni di risparmio: | |
| - 5% del valore nominale e cioè 0,05 euro per azione a titolo di dividendo privilegiato esercizio 2009 per complessivi | euro 5.529.621,00 |
| - 2,25% del valore nominale e cioè 0,0225 euro per azione a titolo di maggiorazione del dividendo privilegiato esercizio 2009 in considerazione della proposta di cui al successivo punto b) | euro 2.488.329,45 |
| per un totale di 0,0725 euro per ciascuna azione di risparmio e quindi per un totale complessivo di | euro 8.017.950,45 |

- b) a dividendo per le 5.181.108.251 azioni ordinarie:
 - euro 0,0425 per azione pari al 4,25% del valore nominale
 di ciascuna azione ordinaria
- per un totale complessivo di** **euro 220.197.100,67**
- c) a utili portati a nuovo il residuo importo, tenuto conto di
 quanto proposto alle precedenti lettere (iii) nonché a) e b) **euro 173.879.607,57**

Il dividendo sarà messo in pagamento il 15 aprile 2010 (data stacco cedola 12 aprile 2010).

Inoltre,

considerato che per effetto del completamento del programma di ammodernamento del giacimento di Candela/Gas Povero (progetto n. 25107/12) è venuto meno il vincolo di indisponibilità della riserva in conto capitale di euro 15.055.000, a suo tempo costituita a fronte del contributo ottenuto *ex lege* 488/92;

richiamato il fatto che all'atto della costituzione di tale riserva indisponibile, prelevata in parte dalla riserva "sovrapprezzo azioni", era stato previsto che "fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il quinto del capitale sociale, la riserva vincolata così riclassificata dovrà essere nuovamente imputata a riserva "sovrapprezzo azioni" ove la stessa cessasse di essere vincolata";

**l'assemblea degli azionisti
 delibera**

- (v) di rendere disponibile la sopraindicata riserva imputandone quanto ad euro 1.240.635 a Riserva "sovrapprezzo azioni" e quanto al residuo di euro 13.814.365 a Riserva legale."

Milano, 8 febbraio 2010

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Giuliano Zuccoli

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI EDISON SPA AI SENSI DELL'ART. 153 DEL D.LGS. 58/98

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 il Collegio Sindacale di Edison Spa (la "Società") ha svolto l'attività di vigilanza in conformità alla Legge (D.Lgs. 24/2/1998 n. 58 - "Testo Unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria"), adeguando la propria operatività ai principi di comportamento del collegio sindacale nelle società di capitali con azioni quotate nei mercati regolamentati raccomandati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri ed alle comunicazioni Consob in materia di controlli societari e di attività del collegio sindacale.

Il Collegio Sindacale in carica è stato nominato dall'Assemblea del 2 aprile 2008 in base alle previsioni dello Statuto, come da ultimo modificato dall'Assemblea del 26 giugno 2007, che ha recepito la disposizione normativa che richiede di eleggere il Presidente del Collegio nell'ambito dei sindaci nominati dalla lista di minoranza.

I componenti del Collegio Sindacale hanno rispettato il limite al cumulo degli incarichi di cui all'art. 144-terdecies del Regolamento Emittenti Consob n. 11971, adempiendo ai relativi obblighi di informativa alla Consob ed al pubblico. In allegato alla presente relazione viene fornito l'elenco degli incarichi rivestiti dagli stessi alla data odierna presso le società di cui al Libro V, Titolo V, Capi V, VI e VII del codice civile. Per quanto attiene ai compiti di revisione contabile, essi sono stati attribuiti, a norma del D.Lgs. 58/1998, alla società di revisione PricewaterhouseCoopers Spa, alle cui relazioni si rimanda, nominata dall'Assemblea del 19 aprile 2005 ed il cui incarico è stato prorogato fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2010 da parte dell'Assemblea del 5 aprile 2007.

Sulla base delle informazioni ricevute e delle analisi condotte dal Collegio, tra le operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere, anche per il tramite di società controllate, che sono state esaminate ed approvate dal Consiglio d'Amministrazione e di cui è stata data informazione nella Relazione sulla Gestione predisposta dagli Amministratori, possiamo in sintesi menzionare le seguenti:

- in data 15 gennaio 2009, a seguito dell'approvazione del Parlamento egiziano, ha avuto efficacia l'accordo sottoscritto tra la controllata Edison International Spa, il Ministro del Petrolio in rappresentanza della Repubblica Araba d'Egitto e la società Egyptian General Petroleum Corporation relativo all'assegnazione ad Edison della concessione off shore di Abu Quir per la durata di 20 anni, prorogabile di ulteriori 10 anni su richiesta di Edison, con versamento contestuale di 1.405 milioni di dollari (equivalenti a 1.011 milioni di euro) a Egyptian General Petroleum Corporation come bonus di firma; inoltre, alla fine del mese di marzo 2009 Edison ha effettuato una nuova scoperta di idrocarburi in tale concessione in seguito alla perforazione del pozzo NAQ PII-2, il quale ha prodotto in fase di test una portata cumulativa di 1,85 milioni di metri cubi di gas e 850 barili di condensato al giorno;
- in data 10 marzo 2009 è stato perfezionato l'acquisto dell'80% del capitale sociale di AMG Gas Srl, la società di vendita del gas che opera sul territorio di Palermo, per il prezzo di 25,1 milioni di euro;
- in data 12 marzo è stata formalizzata l'operazione di joint venture tra Edison ed Hellenic Petroleum, con la costituzione di Elpedison Bv, a cui Hellenic Petroleum ha apportato il 50% di Energiaki Thessalonikis Sa, la prima centrale elettrica a ciclo combinato privata realizzata in Grecia, mentre la controllata Edison International Holding N.v. ha apportato il 65% di Thisvi Sa, società che sta completando una nuova centrale a ciclo combinato in Grecia con una potenza di 420 MW, e la somma di 55 milioni di euro; Elpedison ha poi acquisito il restante 50% di Energiaki Thessalonikis Sa, società che ha quindi fuso per incorporazione Thisvi Sa e cambiato denominazione in Elpedison Power Sa;
- in data 27 maggio 2009 Edison ha sottoscritto un finanziamento a 3 anni per un ammontare di 600 milioni di euro con un pool di banche internazionali su base Club Deal;
- in data 25 giugno 2009 Edison ha deliberato l'avvio di un nuovo programma di Euro Medium Term Notes per regolare le condizioni generali di future emissioni di Eurobond fino ad un massimo di due miliardi di euro; in data 16 luglio 2009 è stata collocata la prima tranche di 700 milioni di euro riser-

- vata esclusivamente ad operatori qualificati ed avente una durata di 5 anni, un prezzo di emissione pari a 99,841 ed un tasso d'interesse fisso del 4,25%;
- in data 14 luglio 2009 le società BEH (Bulgarian Energy Holding), DEPA (The Greek Public Gas Corporation) ed Edison hanno firmato il Memorandum of Understanding relativo alla realizzazione del nuovo metanodotto IGB, linea di interconnessione tra la Grecia e la Bulgaria con una capacità compresa tra i 3 ed i 5 miliardi di metri cubi l'anno, attraverso la costituzione di una società posseduta pariteticamente tra BEX ed IGI Poseidon (quest'ultima è una società detenuta al 50% ciascuno da Edison e DEPA); tale accordo rafforza inoltre la valenza regionale del progetto ITGI relativo all'interconnessione Turchia-Grecia-Italia a cui già partecipa Edison;
 - in data 5 ottobre 2009 è stata inaugurata la nuova infrastruttura di collegamento tra Italia e Svizzera gestita da EL.I.T.E. Spa, società partecipata da Edison al 48,45%, da Raetia Energie al 46,55% e dal Comune di Tirano al 5%, che garantisce un incremento di 150 MW della capacità di interconnessione tra i due paesi;
 - in data 20 ottobre 2009 è stata ufficialmente inaugurata la nuova rotta del gas di Edison che, attraverso il terminale Adriatic LNG di Rovigo entrato nella sua piena capacità operativa, potrà importare dal Qatar più di 8 miliardi di metri cubi di gas l'anno, pari a circa il 10% del consumo nazionale; l'80% della capacità del terminale è destinata ad Edison per un periodo di 25 anni per rigassificare il GNL importato dal giacimento North Field in Qatar.

Nell'esercizio delle proprie funzioni il Collegio Sindacale:

- si è riunito con frequenza regolare ed ha redatto n. 11 verbali relativi all'attività effettuata;
- ha partecipato a tutte le riunioni del Consiglio d'Amministrazione (n. 8), ottenendo dagli Amministratori in via continuativa informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle società controllate;
- ha partecipato, tramite il Presidente, alle riunioni del Comitato per il Controllo Interno (n. 5), del Comitato per la Remunerazione (n. 7) e dell'Organismo di Vigilanza (n. 5);
- ha partecipato all'Assemblea della Società tenutasi il 31 marzo 2009;
- ha esaminato gli aspetti di propria competenza tramite audizioni, osservazioni dirette, raccolta di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali e dal management ed incontri con il preposto al controllo interno;
- ha valutato la congruità e la rispondenza all'interesse della Società delle operazioni infragruppo e con parti correlate, le cui caratteristiche, i soggetti coinvolti e gli effetti economici sono adeguatamente indicati nella sezione "Operazioni infragruppo e con parti correlate" del bilancio consolidato, cui il Collegio rinvia;
- non ha rilevato nel corso delle verifiche operazioni atipiche e/o inusuali;
- ha periodicamente incontrato i responsabili della società incaricata del controllo contabile e della revisione del bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato, al fine di un reciproco scambio di dati e informazioni;
- non ha riscontrato rilievi o richiami d'informativa nelle relazioni della società di revisione PricewaterhouseCoopers Spa, rilasciate in data 18 febbraio 2010 ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. n. 58/98, in cui è attestato che il bilancio d'esercizio ed il bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 sono redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico e le altre componenti di conto economico complessivo, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa della Società e del Gruppo nonché è attestato che la relazione sulla gestione e le informazioni di cui all'art. 123-bis, comma 4 del D.Lgs. n. 58/1998 contenute nella relazione sul governo societario e sugli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Società e con il bilancio consolidato del Gruppo;
- ha rilevato che nel corso dell'esercizio Edison Spa ha conferito alla società di revisione PricewaterhouseCoopers Spa i seguenti incarichi nell'ambito della revisione contabile:
 - euro 40.000,00 per verifiche aggiuntive sulla relazione sulla gestione e sul rispetto della normativa fiscale;
 - euro 40.000,00 per la prima applicazione della nuova normativa in tema di *unbundling*;

- euro 22.000,00 per le attività di *purchase price allocation* di Elpedison Bv, AMG Gas Spa e Sistemi di Energia Spa;
- euro 12.000,00 per le verifiche ed il giudizio sulla relazione di *corporate governance*;
- ha rilevato che nel corso dell'esercizio la società di revisione PricewaterhouseCoopers Spa ha svolto i seguenti ulteriori incarichi per attività diverse dalla revisione:
 - euro 220.000,00 per verifiche relative all'emissione del Bond;
 - euro 24.767,00 per le verifiche sul tariffario Personale JV Gas Italia;
 - euro 24.767,00 per le verifiche sul tariffario Personale JV Gas Estero;
 - euro 22.000,00 per le verifiche in merito alle attività sulle *commodities*;
 - euro 15.000,00 per le verifiche sui prospetti di "eccellenza operativa";
 - euro 8.615,00 per le verifiche sul tariffario Espatriati Egitto;
 - euro 6.046,00 per le attività relative al *Reporting Package 2009* Sel-Edison;
 - euro 3.000,00 per le verifiche inerenti al prospetto dei costi di ricerca ai fini della deducibilità IRAP.
- ha vigilato sull'indipendenza della società di revisione, accertando il rispetto delle disposizioni normative in materia, nonché la compatibilità con le limitazioni previste dalla legge per i servizi diversi dal controllo contabile prestati ad Edison Spa ed alle sue controllate, rilevando che nel corso dell'esercizio non sono stati conferiti incarichi ai soggetti appartenenti alla medesima rete della società di revisione;
- nel corso dell'esercizio 2009 non ha ricevuto denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c., nè ha ricevuto esposti da parte di terzi;
- ha rilasciato pareri ai sensi di legge in merito a remunerazioni attribuite ad amministratori investiti di particolari cariche, fissate dal Consiglio stesso su proposta del Comitato per la Remunerazione;
- ha incontrato gli esponenti del Collegio Sindacale delle principali società controllate per scambiare informazioni sull'attività delle società del Gruppo e per coordinare l'attività di controllo e vigilanza.

Nell'esercizio delle proprie funzioni il Collegio Sindacale ha vigilato:

- sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, assicurandosi che le operazioni deliberate e poste in essere dagli Amministratori fossero conformi alla legge ed allo statuto sociale, fossero ispirate a principi di razionalità economica, e non fossero manifestamente imprudenti od azzardate, in conflitto d'interessi con la Società, in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio aziendale.

Risultano, tra l'altro, riservate alla esclusiva competenza del Consiglio d'Amministrazione le operazioni significative con parti correlate, nell'ambito delle quali il Consiglio medesimo ha ritenuto di farvi rientrare, oltre alle operazioni con l'azionista di controllo Transalpina d'Energia Srl ("Tde"), ed i soci di Tde, quelle con i soci dei soci di Tde e le società del gruppo di appartenenza di tali soggetti, che sono state definite "Parti Rilevanti".

Il Consiglio di Amministrazione ha in essere una procedura di gruppo, riveduta nel dicembre 2008, per il compimento di operazioni tra Edison e le parti rilevanti e correlate, cui si deve attenere anche l'amministratore delegato, nel rispetto dei principi di oggettività, trasparenza e veridicità e basata sul principio generale che tutte le operazioni con parti correlate, anche se concluse per il tramite di società controllate, rispettino criteri di correttezza sostanziale e procedurale. In base a tale procedura, il Consiglio d'Amministrazione deve essere adeguatamente informato sulla natura della correlazione, sulle modalità esecutive dell'operazione, sulle condizioni temporali ed economiche per la realizzazione dell'operazione, sul procedimento valutativo seguito, sugli interessi e sulle motivazioni sottostanti e sugli eventuali rischi per la società e per le sue controllate con riferimento ai contratti soprannominati con parti rilevanti, nonché con riferimento alle operazioni non concluse a condizioni standard e quelle atipiche o inusuali con altre parti correlate, in via diretta o indiretta.

Il Collegio ritiene che gli strumenti e gli istituti di *governance* adottati dalla Società rappresentino un valido presidio al rispetto dei principi di corretta amministrazione nella prassi operativa;

- sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società e del Gruppo, attraverso la conoscenza della struttura organizzativa e mediante incontri con i responsabili delle diverse funzioni, con la Direzione dei Sistemi di Controllo Interno e con la società di revisione ai fini del reciproco scambio di dati ed informazioni.

La struttura organizzativa della Società e del Gruppo è definita da un sistema di comunicazioni organizzative emesse dall'Amministratore Delegato che individuano i dirigenti responsabili delle diverse direzioni e *business unit* e da un sistema di procure coerente con le responsabilità assegnate, le cui linee guida di attribuzione sono regolate nell'ambito del Modello 231/2001;

- sull'adeguatezza del sistema di controllo interno, particolarmente attraverso incontri periodici con i responsabili della Direzione Sistemi di Controllo Interno e di altre funzioni aziendali e tramite la partecipazione del Presidente del Collegio alle riunioni del Comitato per il Controllo Interno e dell'Organismo di Vigilanza.

Il sistema di controllo interno di Edison è costituito da un insieme strutturato e organico di regole, procedure e strutture organizzative con la finalità di prevenire o limitare le conseguenze di risultati inattesi e di consentire il raggiungimento degli obiettivi operativi (ovvero di efficacia ed efficienza delle attività e di salvaguardia del patrimonio aziendale), di conformità alle leggi e ai regolamenti applicabili (*compliance*) e di corretta e trasparente informativa interna e verso il mercato (*reporting*).

Il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza del Comitato per il Controllo Interno, definisce le linee guida del sistema di controllo interno, esamina periodicamente i principali rischi aziendali identificati dall'Amministratore Delegato cui spetta anche l'esecuzione alle linee di indirizzo del sistema di controllo interno, e valuta, almeno con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno.

Nell'ambito del sistema dei controlli è prevista la funzione di Internal Auditing finalizzata ad assistere il consiglio di amministrazione e il Comitato per il Controllo Interno, nonché il Management aziendale; al responsabile di tale funzione il Consiglio di Amministrazione ha assegnato il ruolo di Preposto al controllo interno, con il compito di valutare l'adeguatezza e l'efficacia del complessivo sistema dei controlli interni.

Nel 2009 l'attività di *internal auditing* è stata oggetto di una verifica esterna sulla base delle metodologie di *Quality Assessment Review* che ha constatato la generale conformità agli standard professionali e alle *best practices*.

Al *Risk Officer* di Edison è affidata la responsabilità di coordinare il processo di gestione dei rischi, supportando il management nel processo di definizione della strategia complessiva, delle politiche di rischio e nell'analisi, identificazione, valutazione e gestione dei rischi stessi nonché nella definizione e gestione del relativo sistema di controllo e *reporting*.

Edison ha approvato il modello organizzativo previsto dal decreto legislativo 231/2001 ("Modello 231"), finalizzato a prevenire la possibilità di commissione degli illeciti rilevanti ai sensi del decreto e, conseguentemente, la responsabilità amministrativa della società. Il Modello 231 adottato, di cui è parte integrante il Codice Etico, partendo dall'analisi delle attività aziendali finalizzata ad individuare le attività potenzialmente a rischio, è un insieme di principi generali, regole di condotta, strumenti di controllo e procedure organizzative, attività formativa e informativa e sistema disciplinare, finalizzato ad assicurare, per quanto possibile, la prevenzione della commissione di reati. Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Organismo di vigilanza ("OdV"), cui è stato affidato il compito di vigilare sul corretto funzionamento del Modello 231 e di curarne l'aggiornamento; esso riferisce semestralmente al Consiglio di Amministrazione e al Collegio sindacale. L'OdV è composto da un professionista esterno, nel ruolo di presidente, e da due amministratori indipendenti ed alle sue riunioni (n. 5 nel corso del 2009) ha partecipato anche il Presidente del Collegio Sindacale. Nel 2009 è stato approvato dal Consiglio d'Amministrazione il protocollo per la gestione dei rischi relativi alla sicurezza sul lavoro.

La Società è dotata da tempo di una procedura per la gestione interna e per la comunicazione all'esterno di documenti ed informazioni relativi all'emittente, in particolare riferita alle informazioni di natura privilegiata, che è parte integrante del Modello 231.

In tema di *internal dealing*, fermi rimanendo gli obblighi relativi alla disciplina del *market abuse*, il Consiglio di Amministrazione ha introdotto, a sensi di legge, in specifici periodi dell'anno, un obbligo di astensione dal compimento di operazioni sugli strumenti finanziari emessi dalla società.

Il Gruppo si avvale inoltre di altri strumenti a presidio degli obiettivi operativi e degli obiettivi di *compliance*, tra cui un sistema strutturato e periodico di pianificazione, controllo di gestione e *reporting*,

una struttura di *governance* dei rischi finanziari (principalmente rischi *commodity* e di cambio), un sistema di gestione dei rischi aziendali secondo i principi dell'*Enterprise Risk Management*, nonché il modello di controllo contabile ex lege 262/2005 in materia di informazione finanziaria;

- sull'adeguatezza e affidabilità del sistema amministrativo-contabile a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni, l'esame di documenti aziendali e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato, a sensi di legge e previo parere obbligatorio del Collegio sindacale, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, al quale sono stati attribuiti i poteri e le funzioni stabilite dalla legge e forniti adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei relativi compiti.

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato il "Modello di controllo contabile ex legge 262/2005" avente l'obiettivo di definire le linee che devono essere applicate nell'ambito del gruppo Edison con riferimento agli obblighi derivanti dall'art. 154-bis del decreto legislativo n. 58/1998 in tema di redazione di documenti contabili societari e dei relativi obblighi di attestazione, dando mandato all'Amministratore Delegato, per il tramite del Dirigente preposto, di curarne l'attuazione;

- sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Auto-disciplina della Borsa Italiana ("Codice") nell'edizione in vigore aggiornata al 2006.

La Relazione sulla Corporate Governance dà conto delle raccomandazioni, peraltro assai limitate, del Codice che il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto di non attuare, fornendone la relativa motivazione.

Le principali regole del governo societario, quali definite in relazione al mutato assetto di controllo di Edison intervenuto a far data dal 16 settembre 2005 con l'ingresso nel capitale della società, quale azionista di maggioranza, di Tde, sono altresì stabilite nell'accordo quadro stipulato in data 12 maggio 2005 fra Electricité de France Sa, la sua controllata WGRM Holding 4 Spa, A2A Spa e la sua controllata Delmi Spa e nell'accordo parasociale stipulato tra le medesime parti avente ad oggetto la gestione congiunta e la corporate governance di Edison e di Tde ("Accordi di Governance"). Le regole di governo stabilite negli Accordi di Governance sono state incorporate nello statuto di Edison al fine di assicurare la trasparenza e conoscibilità da parte del mercato delle regole di funzionamento della governante della Società.

In seno al Consiglio d'Amministrazione la Società ha costituito il Comitato per il Controllo Interno, il Comitato per la Remunerazione e il Comitato Strategico. Le competenze di ciascun comitato sono state definite, nelle loro linee generali, nell'ambito degli Accordi di Governance e sono state formalizzate con apposite delibere del Consiglio di Amministrazione.

Nell'ambito del Consiglio d'Amministrazione della Società (composto da 13 membri) si riscontra la presenza di 12 amministratori non esecutivi, 3 dei quali sono qualificati come indipendenti dal Consiglio stesso sulla base delle rispettive dichiarazioni. Il Consiglio d'Amministrazione, sulla base delle informazioni a disposizione della Società e fornite dagli stessi Amministratori, ha proceduto a valutare la sussistenza dei requisiti d'indipendenza. Tale attività di accertamento è stata seguita anche dal Collegio Sindacale che ha proceduto altresì alle valutazioni di propria competenza, constatando la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento dei requisiti di indipendenza adottati dal Consiglio d'Amministrazione ed il rispetto dei requisiti di composizione dell'organo amministrativo nella sua collegialità.

Inoltre il Collegio ha verificato il possesso, da parte dei componenti del Collegio Sindacale, dei medesimi requisiti di indipendenza richiesti per gli amministratori ed ha fatto propria la raccomandazione del Codice che dispone di dichiarare l'interesse proprio o di terzi in specifiche operazioni sottoposte al Consiglio di Amministrazione; nel corso del 2009 non si sono verificate situazioni relativamente alle quali i componenti del Collegio Sindacale abbiano dovuto effettuare tali dichiarazioni.

Il Consiglio d'Amministrazione ha inoltre effettuato una autovalutazione sulla dimensione, composizione e funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi Comitati tramite un questionario a cui hanno risposto tutti i Consiglieri. I risultati dell'autovalutazione, discussi nella riunione del Consiglio d'Amministrazione dell'8 febbraio 2010, riportano un giudizio complessivamente positivo sul funzionamento del Consiglio e dei suoi Comitati;

- sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2 del D.Lgs. n. 58/98, affinché le stesse forniscano le informazioni necessarie per adempiere gli obblighi di comunicazione previsti dalla legge;
- sull'osservanza delle norme di legge inerenti la formazione del progetto di bilancio separato e di bilancio consolidato di Gruppo al 31 dicembre 2009, delle rispettive note illustrative e della Relazione degli Amministratori a corredo degli stessi, in via diretta e con l'assistenza dei responsabili di funzioni ed attraverso le informazioni ottenute dalla società di revisione.

In particolare si dà atto che il bilancio d'esercizio ed il bilancio consolidato di Edison Spa al 31 dicembre 2009 sono stati redatti in conformità agli "International Financial Reporting Standards" ("principi contabili internazionali IFRS") emessi dall'International Accounting Standards Board, in base al testo pubblicato nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee (G.U.C.E.).

L'attività di vigilanza e controllo svolta dal Collegio Sindacale, come descritta in precedenza, non ha fatto emergere fatti significativi da menzionare nella Relazione all'Assemblea, ovvero da segnalare agli organi di vigilanza e controllo.

Sulla base di quanto sopra riportato, a compendio dell'attività di vigilanza svolta nell'esercizio, il Collegio Sindacale non ha osservazioni da formulare, ai sensi dell'art. 153.1 del D. Lgs. n. 58/1998, su quanto di propria competenza in ordine al bilancio d'esercizio ed al bilancio consolidato e relative note illustrative ed alla relazione sulla gestione e concorda con la proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea sulla destinazione dell'utile, tenuto conto dei diritti spettanti alle azioni di risparmio.

A seguito delle dimissioni rassegnate dai Consiglieri Daniel Camus, con effetto dal 30 aprile 2009, e Pierre Gadonneix, con effetto dal 11 dicembre 2009, il Consiglio d'Amministrazione ha proceduto a cooptare nella riunione del 30 aprile 2009 il Consigliere Didier Calvez (in sostituzione del Consigliere Camus) e nella riunione dell'8 febbraio 2010 il Consigliere Henri Proglio (in sostituzione del Consigliere Gadonneix) i quali resteranno in carica fino all'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2009. Il Collegio Sindacale invita pertanto i Signori Azionisti a provvedere in merito.

Infine, in considerazione della crisi economica, il Consiglio d'Amministrazione aveva invitato il Comitato per la Remunerazione ad avviare un'analisi dei compensi degli amministratori investiti di particolari cariche (Presidente ed Amministratore Delegato) e dell'intero Consiglio d'Amministrazione, con riferimento ad un campione selezionato di altre aziende operanti in analoghi settori o di dimensioni comparabili, quotate nella borsa italiana ed estera.

Il Consiglio d'Amministrazione del 30 ottobre 2009, su proposta del Comitato per la Remunerazione e con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha deliberato di riformulare in diminuzione la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato. In tale sede il Consiglio d'Amministrazione, sempre su proposta del Comitato per la Remunerazione e con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha inoltre deciso di proporre all'Assemblea una riduzione del compenso degli Amministratori nell'ordine del dieci per cento. Il Collegio Sindacale invita pertanto i Signori Azionisti a deliberare in merito.

Milano, 19 febbraio 2010

Il Collegio Sindacale

Dott. Alfredo Fossati

Prof. Dott. Angelo Maria Palma

Dott. Leonello Schinasi

Presidente

Sindaco Effettivo

Sindaco Effettivo

ALLEGATO ALLA RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE DI EDISON SPA AI SENSI DELL'ART. 153 DEL D.LGS. 58/98

Elenco degli incarichi rivestiti presso le società di cui al Libro V, capi V, VI e VII, cod.civ.,
alla data di emissione della Relazione (art. 144-quinquiesdecies Regolamento Consob n. 11971/99)

N.	Denominazione sociale	Incarico ricoperto	Scadenza
Dott. ALFREDO FOSSATI (Presidente Collegio Sindacale)			
1.	Edison Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
2.	Benelli Armi Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2009
3.	Castello Srl in liquidazione	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
4.	CrediOne Società di mediazione creditizia Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
5.	E.C.P.I. Srl	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 30.09.2010
6.	Energetic Source Spa	Sindaco Effettivo	Bilancio 31.12.2010
7.	Flyenergia Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2011
8.	Hewlett Packard Italiana Srl	Sindaco Effettivo	Bilancio 31.10.2011
9.	HP Enterprises Service Italia Srl	Sindaco Effettivo	Bilancio 31.10.2011
10.	I.G.I.E.R. Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2009
11.	Immobiliare Giardino Otto Srl	Amm. Unico	Bilancio 31.12.2011
12.	Lavoro 2 Spa	Consigliere Ammin.	Bilancio 31.12.2010
13.	Lavoro 3 Spa	Consigliere Ammin.	Bilancio 31.12.2010
14.	Linara Srl	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
15.	Marazzi Group Spa	Sindaco Effettivo	Bilancio 31.12.2011
16.	Mediterranean Cement Company Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
17.	Metacam Spa	Consigliere Ammin.	Bilancio 1.11.2010
18.	Mirage Srl	Amm. Unico	A revoca
19.	Milival Srl	Amm. Unico	Bilancio 31.12.2011
20.	Mittel Spa	Sindaco Effettivo	Bilancio 30.09.2012
21.	Mittel Corporate Finance Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 30.09.2010
22.	Permira Associati Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2011
23.	Permira SGR Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
24.	Valentino Fashion Group Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
25.	Valentino Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
26.	VFG Distribuzione Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
27.	VFG Italia Srl	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
	Numero di incarichi ricoperti in società emittenti	2	
	Numero di incarichi complessivamente ricoperti	27	
Dott . Prof. ANGELO PALMA (Sindaco Effettivo)			
1.	Edison Spa	Sindaco Effettivo	Bilancio 31.12.2010
2.	Acsn - Agam Spa	Sindaco Effettivo	Bilancio 31.12.2009
3.	Banca Piccolo Credito Valtellinese Scpa	Consigliere Ammin.	Bilancio 31.12.2009
4.	Celleografia Gerosa Spa	Consigliere Ammin.	Bilancio 31.12.2011
5.	Comense Beni Stabili Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
6.	Credito Artigiano Spa	Pres. Cons.d'Ammin.	Bilancio 31.12.2009
7.	Credito Piemontese Spa	Pres. Cons.d'Ammin.	Bilancio 31.12.2011
8.	Italplastic Industriale Spa	Consigliere Ammin.	Bilancio 31.12.2011
9.	Lechler Spa	Consigliere Ammin.	Bilancio 31.12.2010
10.	Rigamonti Salumificio Spa	Consigliere Ammin.	Bilancio 31.12.2012
11.	Seco Tools Spa	Pres.Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2009
12.	Sviluppo Como Spa	Consigliere Ammin.	Bilancio 31.12.2011
13.	Tritone Srl	Amm. Unico	Fino a revoca
	Numero di incarichi ricoperti in società emittenti	4	
	Numero di incarichi complessivamente ricoperti	13	
Dott . LEONELLO SCHINASI (Sindaco Effettivo)			
1.	Edison Spa	Sindaco Effettivo	Bilancio 31.12.2010
2.	A. Raymond Italiana Srl	Presidente del Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
3.	Aran World Srl	Presidente del Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2009
4.	Bticino Spa	Sindaco Effettivo	Bilancio 31.12.2010
5.	Fontex	Presidente del Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2011
6.	Micron Technology Italia Srl	Presidente del Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
7.	MNTC Holding Srl	Presidente del Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2011
8.	Transalpina di Energia Srl	Sindaco Effettivo	Bilancio 31.12.2010
9.	Tyco Electronics Amp Italia Products Srl	Presidente del Collegio Sindacale	Bilancio 30.09.2010
10.	Varian Spa	Presidente del Collegio Sindacale	Bilancio 30.09.2011
11.	WGRM Holding 4 Spa	Presidente del Collegio Sindacale	Bilancio 31.12.2010
	Numero di incarichi ricoperti in società emittenti	1	
	Numero di incarichi complessivamente ricoperti	11	

Il documento è disponibile anche
sul sito Internet www.edison.it

Coordinamento editoriale
Relazioni Esterne e Comunicazione

Progetto grafico
In Pagina, Saronno

Fotografie
Renato Cerisola
Archivio Edipower
Archivio Edison
Eye Studio
Polifemo fotografia
Jenny Zarins

Stampa
Grafiche Mariano, Mariano Comense

Milano, marzo 2010

Questa pubblicazione è stata realizzata utilizzando carta ecologica, a basso impatto ambientale.



Edison Spa

Foro Buonaparte, 31
20121 Milano

Capitale Soc. euro 5.291.700.671,00 i.v.
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019
Partita IVA 08263330014
REA di Milano 1698754

EDISON SPA
Foro Buonaparte 31
20121 Milano
T 02 6222.1
www.edison.it

