



Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2010



I bilanci pubblicati da Enel:

- > Bilancio consolidato
- > Relazione e bilancio di esercizio di Enel SpA
al 31 dicembre
- > Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo
- > Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno
- > Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre
- > Bilancio di sostenibilità
- > Rapporto ambientale

Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2010



Indice

4	La struttura Enel
5	Premessa
8	Sintesi dei risultati
10	Fatti di rilievo del primo trimestre 2010
13	Eventi successivi e prevedibile evoluzione della gestione
15	Aspetti normativi e tariffari
35	Sintesi della gestione
39	Risultati per area di attività
43	– Mercato
45	– Generazione ed Energy Management
48	– Ingegneria e Innovazione
49	– Infrastrutture e Reti
51	– Iberia e America Latina
55	– Internazionale
59	– Energie Rinnovabili
62	– Capogruppo, Servizi e Altre attività

SITUAZIONE CONTABILE CONSOLIDATA

66	Conto economico consolidato sintetico
67	Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo
68	Situazione patrimoniale consolidata sintetica
69	Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato
70	Rendiconto finanziario consolidato sintetico
71	Gestione economica, patrimoniale e finanziaria
82	Altre informazioni
87	Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

La struttura Enel

Enel SpA

Mercato

Enel Servizio Elettrico
Enel Energia
Vallenergie

Generazione ed Energy Management

Enel Produzione
Enel Trade
Enel Trade Hungary
Enel Trade Romania
Nuove Energie
Hydro Dolomiti Enel
Enel Stoccaggi
Sviluppo Nucleare Italia

Ingegneria e Innovazione

Enel Ingegneria e Innovazione

Infrastrutture e Reti

Enel Distribuzione
Enel Sole
Deval

Iberia e America Latina

Endesa

Internazionale

Slovenské elektrárne
Enel Maritza East 3
Enel Operations Bulgaria
Enel Distributie Muntenia
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Productie
Enel Energie
Enel Energie Muntenia
Enel Romania
Enel Servicii Comune
RusEnergoSbyt
Enel OGK-5
Enel Rus
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie
Enel Operations Belgium

Energie Rinnovabili

Enel Green Power
Enel.si
Enel Latin America
Enel Unión Fenosa Renovables
Enel Green Power Romania
Enel North America
Enel Green Power Bulgaria
Enel Erelis
International Wind Power
Wind Parks of Thrace
International Wind Parks of Thrace
Hydro Constructional
International Wind Parks of Crete
International Wind Parks of Rhodes
International Wind Parks of Achaia
Glafkos Hydroelectric Station
Aioliko Voskero
Endesa Cogeneración y Renovables
Enel Green Power Calabria
Maicor Wind
Italgest Wind
Enel Green Power Strambino
Solar
Resit Altomonte
EnerLive
Anemos 1

Servizi e Altre attività

Enel Servizi
Sfera
Enelpower
Enel.NewHydro
Enel.Factor
Enel.Re

Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2010 è stato redatto in osservanza di quanto disposto dall'art. 154 *ter*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS* e *International Financial Reporting Standards - IFRS*) emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)*, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo, nonché alle interpretazioni emesse e in vigore alla stessa data dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC)* e dallo *Standing Interpretations Committee (SIC)*.

I principi contabili e i criteri di valutazione applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2010, non sottoposto a revisione contabile, sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Nel presente Resoconto sono stati inoltre applicati i principi contabili internazionali e le interpretazioni la cui prima adozione è avvenuta al 1° gennaio 2010. In particolare, tra tali principi e interpretazioni, per i quali si rimanda, per una più ampia trattazione, al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, nel seguito si riepilogano quelli che assumono particolare rilevanza per il Gruppo:

> *"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione"*. L'interpretazione dispone che, in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nei crediti finanziari, a seconda se – rispettivamente – il concessionario abbia diritto ad addebitare il cliente finale per il servizio fornito e/o abbia diritto a ricevere un corrispettivo predeterminato dall'ente pubblico concedente. La nuova interpretazione si applica sia alle infrastrutture che il concessionario realizza o acquista da un terzo ai fini dell'accordo di servizio, sia a quelle esistenti alle quali il concedente dà accesso al concessionario ai fini dell'accordo di servizio. In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato se:

- il concedente controlla o regola quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- il concedente controlla, tramite la proprietà o in altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Il Gruppo Enel ha analizzato gli impatti derivanti dall'applicazione della presente interpretazione; sulla base delle analisi effettuate, con riferimento alla concessione esercitata in Italia del servizio di distribuzione di energia elettrica ai clienti vincolati, le condizioni applicative previste dall'IFRIC 12 non risultano sussistere, disponendo il concessionario del pieno controllo, così

come definito dalla nuova interpretazione, sulle infrastrutture asservite al predetto servizio di distribuzione di energia elettrica. Le nuove disposizioni sono invece applicabili alle infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica delle società operanti in Brasile.

L'applicazione della predetta modifica ha comportato una coerente riclassifica, sintetizzata nella tabella seguente, sui dati patrimoniali comparativi al 31 dicembre 2009.

Milioni di euro (al 31 dicembre 2009)	Valore ante applicazione IFRIC 12	Valore post applicazione IFRIC 12	Effetto riclassifica
Attività materiali e immateriali	94.426	94.367	(59)
Altre attività non correnti	16.168	16.227	59

> *"IFRIC 18 - Cessioni di attività da parte della clientela"*. L'interpretazione, applicata prospetticamente, chiarisce le modalità di rilevazione e valutazione di immobili, impianti o macchinari ricevuti dai propri clienti, ovvero di liquidità destinate alla realizzazione degli stessi, da utilizzare per collegare il cliente a un determinato *network* e/o garantire a questi l'accesso continuo e duraturo alla fornitura di determinati servizi. In particolare, l'interpretazione chiarisce che, qualora siano soddisfatte tutte le condizioni previste dagli *standard* contabili internazionali per la rilevazione iniziale di un'attività, i predetti *asset* ricevuti devono essere rilevati contabilmente al relativo *fair value*. In merito alle modalità di rilevazione dei corrispondenti ricavi, qualora l'accordo preveda solamente l'obbligo di connessione del cliente al *network*, il relativo ricavo dovrà essere rilevato al momento della connessione alla rete; diversamente, qualora debba essere fornita al cliente una pluralità di servizi, la rilevazione dei relativi ricavi dovrà essere effettuata in funzione dell'erogazione di ciascuno dei servizi pattuiti, ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'*asset*. L'applicazione prospettica delle disposizioni contenute nell'interpretazione non ha comportato impatti significativi sui risultati economici e finanziari del Gruppo Enel.

Nel presente Resoconto intermedio di gestione, al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria del Gruppo, vengono utilizzati alcuni "indicatori alternativi di *performance*" non previsti dai principi contabili IFRS-EU, il cui significato e contenuto, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, sono di seguito illustrati.

- > Il *Margine operativo lordo* rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore";
- > L'*Indebitamento finanziario netto* rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine" e dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle attività finanziarie correnti e non correnti (crediti finanziari e titoli diversi da partecipazioni) incluse nelle "Altre attività correnti" e nelle "Altre attività non correnti";
- > Le *Attività nette possedute per la vendita* sono definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita";

> il *Capitale investito netto* è definito quale somma delle "Attività correnti", delle "Attività non correnti" e delle "Attività nette possedute per la vendita", al netto delle "Passività correnti" e delle "Passività non correnti", escludendo le voci precedentemente considerate nella definizione di indebitamento finanziario netto.

Sintesi dei risultati

	1° trimestre	
	2010	2009
Dati economici (milioni di euro)		
Ricavi	18.117	15.116
Margine operativo lordo	4.478	3.850
Risultato operativo	3.130	2.740
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	1.326	2.124
Risultato netto del Gruppo	1.050	1.908
Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)		
Capitale investito netto	98.246	95.223 ⁽¹⁾
Indebitamento finanziario netto	51.945	50.870 ⁽¹⁾
Patrimonio netto (incluse quote dei terzi)	46.301	44.353 ⁽¹⁾
Cash flow da attività operativa	407	1.115
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1.133	1.109
Dati per azione (euro)		
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	0,11	0,20 ⁽²⁾
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	3,62	3,46 ⁽¹⁾
Dati operativi		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	72,6	63,2
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	108,2	91,9
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽³⁾	79,5	67,7
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	3,5	2,8
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽⁴⁾	80.745	81.208 ⁽¹⁾
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	77,3	45,8
Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) ⁽⁵⁾	468,7	258,1
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ara) ⁽⁶⁾	78,3	70,7
Prezzo medio del gas (Gbpence/therm) ⁽⁷⁾	35,2	47,2
Cambio medio dollaro USA per euro	1,383	1,303
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,96%	2,11%

(1) Dati al 31 dicembre 2009.

(2) Ai fini comparativi, il risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo è calcolato tenendo conto degli effetti diluitivi relativi all'aumento di capitale conclusosi il 9 luglio 2009.

(3) Escluse cessioni ai rivenditori.

(4) Include 1.458 unità al 31 marzo 2010 (1.330 unità al 31 dicembre 2009) riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Indice Platt's CIF Med.

(6) Indice API #2.

(7) Indice Belgium Zeebrugge.

I ricavi dei primi tre mesi del 2010 sono pari a 18.117 milioni di euro, con un incremento di 3.001 milioni di euro (+19,9%) rispetto all'analogo periodo del 2009. La variazione positiva è sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica all'estero, che risentono prevalentemente del cambio di metodo di consolidamento di Endesa (da proporzionale a integrale) effettuato a partire da fine giugno 2009 a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore quota azionaria del 25,01%. Tali effetti positivi sono parzialmente compensati dal decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica nel mercato domestico.

Il *marginale operativo lordo*, pari a 4.478 milioni di euro, si incrementa di 628 milioni di euro (+16,3%). La variazione risente, in particolare, degli effetti connessi al cambio del metodo di consolidamento di Endesa citato in precedenza, nonché del miglioramento del margine nel mercato iberico.

Il *risultato operativo* ammonta a 3.130 milioni di euro, con un aumento di 390 milioni di euro (+14,2%) rispetto ai 2.740 milioni di euro dei primi tre mesi del 2009. Tale incremento, tenuto conto dei maggiori ammortamenti pari a 238 milioni di euro (riferibili prevalentemente al diverso metodo di consolidamento di Endesa), risulta sostanzialmente in linea con l'andamento commentato relativamente al margine operativo lordo.

Il *risultato netto del Gruppo* del primo trimestre 2010 ammonta a 1.050 milioni di euro, con un decremento di 858 milioni di euro (-45,0%) rispetto all'analogo periodo del 2009. In particolare, il buon andamento della gestione operativa è stato più che compensato dalla flessione della gestione finanziaria che beneficiava, nel primo trimestre 2009, del provento pari a 970 milioni di euro rilevato a fronte della valutazione al *fair value* della *put option* concessa da Enel ad Acciona sul 25,01% del capitale sociale di Endesa, tenuto conto dell'aspettativa di esercizio anticipato della stessa opzione avvenuto poi nel secondo trimestre 2009.

L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita pari a 51 milioni di euro al 31 marzo 2010 (63 milioni di euro al 31 dicembre 2009), è pari a 51.945 milioni di euro, in aumento di 1.075 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009. Al 31 marzo 2010 l'indebitamento finanziario netto presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,12 (1,15 al 31 dicembre 2009).

Gli *investimenti*, pari a 1.133 milioni di euro nel primo trimestre 2010, aumentano di 24 milioni di euro (+2,2%) rispetto all'analogo periodo del 2009.

Il *personale* del Gruppo Enel al 31 marzo 2010 è pari a 80.745 dipendenti (81.208 al 31 dicembre 2009). La variazione, pari a 463 risorse, è interamente dovuta al saldo tra le assunzioni e le cessazioni. Al 31 marzo 2010 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 42.804.

Fatti di rilievo del primo trimestre 2010

Accordo Enel Green Power - Sharp - STMicroelectronics per la produzione di pannelli fotovoltaici

In data 4 gennaio 2010 Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics hanno firmato un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà realizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile a tripla giunzione. Il progetto, che prevede una capacità produttiva iniziale di 160 MW, richiederà un investimento totale di 320 milioni di euro. Contemporaneamente Enel Green Power e la società giapponese hanno siglato un'ulteriore intesa per lo sviluppo congiunto di campi fotovoltaici entro il 2016, per una capacità installata totale di circa 500 MW.

Esplorazione e sfruttamento di un giacimento di gas in Algeria

In data 18 gennaio 2010 un consorzio formato da Enel (27,5%), Repsol (52,5%) e GDF-SUEZ (20%) ha firmato un contratto con l'Agenzia nazionale per gli idrocarburi algerina e con la società petrolifera Sonatrach finalizzato all'esplorazione e allo sfruttamento di un giacimento di gas in Algeria ("South-East Illizi").

Acquisto di Padoma Wind Power

In data 21 gennaio 2010 Enel North America e NRG Energy hanno raggiunto un accordo che consente di acquisire, da NRG, Padoma Wind Power, società specializzata nello sviluppo di impianti eolici. Padoma sta sviluppando circa 4.000 MW di progetti potenziali in California, che, una volta realizzati, contribuiranno al raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo del 33% di vendita di energia rinnovabile ai consumatori finali, fissato dal "Renewable Portfolio Standard" dello Stato della California.

Infine le due società hanno raggiunto un accordo in base al quale NRG manterrà un diritto di prelazione nel caso in cui Enel North America voglia ampliare la compagine societaria nei progetti Padoma.

Emissione prestito obbligazionario per 3 miliardi di euro

In data 10 febbraio 2010 la CONSOB ha autorizzato la pubblicazione del prospetto informativo relativo all'offerta pubblica e quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni (MOT) delle obbligazioni Enel a tasso fisso e a tasso variabile riservate ai risparmiatori italiani e di altri Paesi europei (in particolare: Francia, Germania, Belgio e Lussemburgo), per un valore complessivo massimo originario di 2 miliardi di euro, aumentato a 3 miliardi di euro in data 18 febbraio 2010 a seguito della richiesta degli investitori.

La durata di entrambi i titoli, sia quello a tasso fisso sia quello a tasso variabile, è di sei anni (scadenza marzo 2016). In particolare, le obbligazioni a tasso fisso, emesse per un controvalore di 2 miliardi di euro, prevedono un rendimento annuo lordo effettivo pari al 3,52% (determinato sommando un margine di 73 punti base al tasso *mid swap* a sei anni), mentre le obbligazioni a tasso variabile, emesse per un controvalore di 1 miliardo di euro, sono remunerate in maniera indicizzata rispetto al tasso Euribor a sei mesi, maggiorato di un ulteriore margine di rendimento, pari a 73 punti base.

Riorganizzazione delle attività rinnovabili

I consigli di amministrazione di Endesa e di Enel hanno approvato, rispettivamente il 15 marzo 2010 e il 17 marzo 2010, un'operazione che prevede l'integrazione delle attività di Endesa Cogeneración y Renovables - ECyR (società di Endesa in cui sono ricomprese le attività rinnovabili operanti nella penisola iberica) e di Enel Green Power (EGP) nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo. L'obiettivo dell'operazione è di garantire, all'interno del perimetro di EGP, una gestione unitaria allo sviluppo nella penisola iberica di tutte le attività di EGP e di Endesa nel campo delle fonti rinnovabili. Tale obiettivo verrà perseguito attraverso ECyR, il cui capitale è, al termine della suddetta operazione, posseduto per il 60% da EGP e per il 40% da Endesa.

L'integrazione è stata realizzata attraverso le seguenti tappe:

- > acquisizione da parte di Enel Green Power International (EGPI) del 30% di ECyR per un corrispettivo pari a circa 326 milioni di euro;
- > aumento di capitale di ECyR riservato ad EGPI, che l'ha sottoscritto mediante il conferimento della propria partecipazione nel capitale di Enel Unión Fenosa Renovables e un versamento in contanti pari a circa 534 milioni di euro.

L'acquisizione della partecipazione e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di ECyR sono stati effettuati sulla base di valori di mercato, che hanno formato oggetto di valutazione da parte di alcune banche di investimento indipendenti, le quali hanno emesso in merito una "*fairness opinion*".

Accordo per la cessione di Endesa Hellas

In data 16 marzo 2010 Endesa ha raggiunto un accordo con il *partner* Mytilineos Holding per la cessione di Endesa Hellas. In particolare, Mytilineos si impegna ad

acquisire la partecipazione di Endesa in Endesa Hellas, pari al 50,01%, per un corrispettivo di 140 milioni di euro. A sua volta, Endesa acquisirà da Mytilineos per 20 milioni di euro impianti idroelettrici ed eolici (in parte operativi, in parte in costruzione) per una capacità complessiva di 15 MW. La transazione è soggetta all'ottenimento di alcuni permessi autorizzativi e si dovrebbe perfezionare nel mese di luglio 2010.

Gazprom completa il pagamento per il 51% di SeverEnergia

Il 31 marzo 2010 Gazprom ha versato a Eni ed Enel 1.182 milioni di dollari statunitensi (di cui 473 milioni di dollari statunitensi pagati a Enel) quale seconda e ultima *tranche* dovuta ai sensi dell'accordo siglato il 5 giugno 2009 per la compravendita del 51% del capitale di SeverEnergia, società detenuta al 60% da Eni e al 40% da Enel. Considerando la prima *tranche* versata il 23 settembre 2009, il corrispettivo globale versato da Gazprom ammonta a circa 1,6 miliardi di dollari statunitensi.

Eventi successivi e prevedibile evoluzione della gestione

Eventi successivi

Nuovo accordo per il nucleare in Italia

In data 9 aprile 2010 Enel, EDF e le società Finmeccanica, Ansaldo Energia e Ansaldo Nucleare hanno firmato un importante *Memorandum of Understanding*. Obiettivo dell'accordo è la definizione delle aree di potenziale cooperazione tra Enel, EDF e Ansaldo Energia, che controlla al 100% Ansaldo Nucleare, nell'ambito dello sviluppo e della costruzione di almeno quattro unità nucleari con tecnologia EPR (*Evolutionary Pressurised Reactor*) - Areva che Enel ed EDF intendono realizzare in Italia. Enel ed EDF avranno il ruolo di investitori e di *architect engineer*, ovvero avranno la responsabilità complessiva del progetto, della gestione, della realizzazione e del *commissioning* degli impianti. Le due società beneficeranno dell'esperienza di Ansaldo negli studi, nella progettazione e nelle attività di *commissioning* dei sistemi nucleari, e nel supporto alle attività di *licensing*.

Linea di credito rotativa da 10 miliardi di euro

In data 19 aprile 2010 Enel ha firmato una linea di credito rotativa dell'importo di 10 miliardi di euro caratterizzata da una durata di cinque anni, che sostituisce un prestito sindacato di complessivi 5 miliardi di euro. Tale nuova linea di credito, che potrà essere utilizzata direttamente da Enel e/o da parte della controllata Enel Finance International SA, intende dotare la tesoreria del Gruppo di uno strumento caratterizzato da elevata flessibilità, fruibile per la gestione del capitale circolante, non risultando connessa al programma di rifinanziamento del debito in essere.

Acquisto di licenze esplorative e di asset nel gas in Nord Italia

In data 20 aprile 2010 Enel Trade ha finalizzato l'acquisto degli asset nel settore gas dalla società canadese Stratic Energy Corporation, in esecuzione dell'accordo firmato a novembre 2009. Tali asset comprendono riserve per circa 0,7 miliardi di metri cubi e alcune licenze esplorative per un valore complessivo di 33 milioni di euro. Enel Trade verserà a Stratic ulteriori 6,6 milioni di euro se la prima fase di produzione avrà inizio entro la fine del 2011, con la possibilità di ridurre proporzionalmente il pagamento fino a un importo nullo se la produzione avrà inizio dal 2013.

Accordo con Inter Rao Ues per lo sviluppo di attività in Russia

In data 26 aprile 2010 Enel e Inter Rao Ues hanno firmato un *Memorandum of Understanding* per la cooperazione nei settori nucleare, costruzione nuovi impianti, innovazione tecnica, efficienza energetica e distribuzione, sia in Russia sia nei Paesi dell'Est Europa. Di particolare rilevanza è l'intenzione di analizzare il progetto

di sviluppo di una nuova centrale nucleare a Kaliningrad, che costituisce di fatto la prima *partnership* pubblico-privata nel settore nucleare in Russia. La centrale sarà composta da due gruppi da 1.170 MW l'uno e utilizzerà la tecnologia di terza generazione VVER 1200. L'entrata in produzione è prevista tra il 2016 e il 2018; una quota rilevante dell'energia prodotta sarà destinata ai vicini mercati europei. Inter Rao Ues fornirà i termini e le condizioni per la partecipazione di investitori esteri al nuovo progetto di reattore nucleare, così come le caratteristiche tecniche per la distribuzione dell'energia prodotta, mentre Enel studierà gli aspetti tecnici, economici e normativi del progetto per valutare condizioni e modalità della sua possibile partecipazione.

Prevedibile evoluzione della gestione

Enel dispone di capacità e strategie idonee a cogliere le opportunità derivanti dalla potenziale crescita della richiesta di energia elettrica che nei primi mesi del 2010 ha già evidenziato segnali di ripresa in quasi tutti i Paesi in cui il Gruppo opera.

Enel continuerà quindi a investire nella ricerca e nello sviluppo delle fonti rinnovabili e nei programmi volti ad affermare la propria *leadership*, potendo beneficiare di una struttura di costi competitiva e di una diversificazione ottimale degli impianti, sia tecnologica sia geografica. I programmi di eccellenza operativa in corso e le sinergie derivanti dalla sempre maggiore integrazione con Endesa contribuiranno al miglioramento del *cash flow* operativo e al rafforzamento della *leadership* di costo.

Inoltre, le programmate operazioni straordinarie di ottimizzazione del portafoglio, unitamente alla generazione della cassa operativa, potranno determinare una riduzione del livello di indebitamento con conseguente miglioramento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Si prevede che il contributo di tutte le azioni e dei programmi avviati possa consentire il rispetto degli obiettivi comunicati ai mercati per il 2010.

Aspetti normativi e tariffari

Il pacchetto clima ed energia

Il 2 febbraio 2010 il *Climate Change Committee* ha approvato, a livello comunitario, la bozza di decisione relativa al finanziamento dei progetti in energie rinnovabili e di Cattura e Sequestro della CO₂ (CCS) attraverso la vendita di 300 milioni di quote di emissione della Riserva destinata ai Nuovi Entranti per il periodo *post* 2012 (c.d. "fondo NER-300"). La decisione, che prevede la conclusione della prima gara per l'aggiudicazione dei finanziamenti entro la fine del 2011, è ora in fase di scrutinio da parte del Parlamento e del Consiglio Europeo (in base alla procedura decisionale c.d. "comitology", lo scrutinio ha una durata di 3 mesi, allo scadere dei quali in assenza di rilievi la Commissione adotta il provvedimento). Inoltre, il 18 febbraio 2010 lo stesso *Committee* ha approvato la bozza di Regolamento per un sistema standardizzato e sicuro di Registri ETS (*Emission Trading Scheme*), che sarà applicabile dal 1° gennaio 2012. Il Regolamento, che sostituirà l'attuale disciplina del Regolamento n. 2216/2004, prevede tra l'altro l'istituzione di un Registro europeo ETS (al posto del sistema di registri nazionali attualmente in vigore) e la partecipazione del settore aereo al sistema di *emission trading*. Il regolamento, infine, prevede misure per rafforzare il sistema di sicurezza con l'obiettivo di evitare fenomeni di frode fiscale e altre attività fraudolente; queste ultime misure avranno effetto immediato non appena il provvedimento entrerà in vigore.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011. L'energia importata in esecuzione di tale contratto è ceduta all'Acquirente Unico (AU) a un prezzo stabilito ed è destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela.

Il 18 dicembre 2009 è stato pubblicato il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico che disciplina le modalità di importazione del contratto pluriennale per l'anno 2010.

Il decreto ha confermato la riserva di capacità necessaria all'esecuzione del contratto, ma a differenza di quanto avvenuto in passato è stata data facoltà all'AU di non ritirare l'energia elettrica del contratto pluriennale per l'intero anno 2010, se non in coerenza con la propria previsione dei costi medi di approvvigionamento. L'AU ha confermato di voler ritirare l'energia elettrica oggetto del contratto pluriennale. Il decreto ha inoltre fissato il prezzo per il

primo trimestre 2010 pari a 59,5 euro/MWh (78 euro/MWh nel primo trimestre 2009) e ha confermato la modalità di aggiornamento del prezzo, basata su un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale), in seguito alla quale il prezzo per il secondo trimestre ammonta a 66,49 euro/MWh.

Certificati verdi

L'art. 27, commi 18 e 19, della legge n. 99/2009 (c.d. "Legge Sviluppo") trasferisce – a decorrere dal 2011 e sulla base dell'energia prelevata nell'anno precedente – l'obbligo di immissione di una quota di energia rinnovabile nel sistema elettrico nazionale, di cui all'art. 11, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 79/99, dai soggetti produttori o importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili ai soggetti che concludono con Terna uno o più contratti di dispacciamento in prelievo. La legge n. 166 del 20 novembre 2009 con l'art. 7, comma 2 *bis* ha successivamente prorogato tale obbligo di trasferimento al 2012 sulla base dell'energia prelevata nel 2011. Il Ministro dello Sviluppo Economico deve definire con apposito decreto le modalità attuative e gli incrementi della quota d'obbligo sulla base degli effetti del trasferimento e coerentemente con gli impegni di sviluppo delle fonti rinnovabili a livello nazionale e comunitario.

Mercato

Energia elettrica

Servizio di vendita

In esito alle aste per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il periodo 2009-2010, su un totale di dodici aree partecipanti alla gara, Enel Energia si è aggiudicata le aree del Centro-Sud già servite nel 2008 (a eccezione di Toscana, Umbria e Marche), nonché le aree del Piemonte, della Valle d'Aosta, della Liguria e della Lombardia, servite nel 2008 da un altro operatore. Il valore medio del premio offerto da Enel Energia nelle otto aree aggiudicate è di circa 21,5 euro/MWh.

Con la delibera ARG/elt n. 112/09, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha stabilito gli obblighi informativi in capo agli esercenti la maggior tutela ai fini dell'applicazione obbligatoria, a partire dal 1° aprile 2010, dei corrispettivi biorari ai clienti domestici con misuratore riprogrammato per fasce. Con successive delibere l'AEEG ha prorogato il termine per l'applicazione dei corrispettivi biorari fino al 1° luglio 2010 (delibera ARG/elt n. 177/09) e ha introdotto un meccanismo di gradualità nell'applicazione degli stessi corrispettivi (delibera ARG/elt n. 22/10) per il periodo 1° luglio 2010 - 31 dicembre 2011. In particolare, in tale periodo transitorio il meccanismo è volto a fornire ai clienti domestici un segnale del differente costo dell'energia elettrica in ore piene e ore vuote.

Con la delibera ARG/elt n. 191/09 l'AEEG ha adottato una serie di misure volte a ridurre il rischio creditizio degli esercenti l'attività di vendita. In particolare, l'AEEG ha previsto il raddoppio dei livelli attuali del deposito cauzionale versato dai clienti serviti in maggior tutela nonché, nei casi di rientro in maggior tutela, la facoltà per gli esercenti di non erogare la fornitura fino al pagamento del credito pregresso. Con la stessa delibera l'AEEG ha, inoltre, istituito un sistema – da sviluppare nel corso del 2010 – che garantisce un indennizzo al venditore uscente in caso di mancato incasso delle ultime fatture a seguito di *switching* da parte del cliente.

Con la delibera ARG/elt n. 33/10 l'AEEG ha definito il meccanismo di reintegrazione dei crediti rimasti in capo agli esercenti che hanno svolto transitoriamente il servizio di salvaguardia. In particolare, l'AEEG ha stabilito che i crediti saranno riconosciuti al netto dei margini conseguiti dai singoli esercenti nello stesso periodo. Tali crediti saranno liquidati dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico agli esercenti a valle dell'istruttoria per la quantificazione del margine.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con le delibere ARG/elt n. 205/09 e ARG/com n. 211/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre 2010. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è pari a 162,6 euro/MWh, con una riduzione del 2,2% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento, è stata ridotta di 0,6 euro/MWh e pertanto è pari a 89,83 euro/MWh; la componente PPE, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione relativi al 2008, è stata ridotta di 3,7 euro/MWh ed è quindi pari a 1,5 euro/MWh; la componente UC1, a copertura del *deficit* di perequazione residuo relativo agli anni 2006 e 2007, è stata incrementata di 1,5 euro/MWh e pertanto è pari a 3,02 euro/MWh. L'AEEG ha inoltre incrementato la componente A3, destinata all'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate, di 0,8 euro/MWh, fissandola a 8,9 euro/MWh, e ridotto di 0,3 euro/MWh la componente A4 per il finanziamento dei regimi tariffari speciali, fissandola a 0,73 euro/MWh.

Con le delibere ARG/elt n. 41/10 e ARG/com n. 44/10 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il secondo trimestre 2010.

La tariffa finale per il cliente domestico tipo è stata fissata a 157,7 euro/MWh, con una riduzione del 3,1% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED è stata ridotta di 0,5 euro/MWh e pertanto è pari a 89,37 euro/MWh, mentre le componenti PPE e UC1 sono state azzerate. L'AEEG ha inoltre incrementato la componente A3 di circa 1,5 euro/MWh, fissandola a 10,4 euro/MWh, e ha ridotto di 0,14 euro/MWh la componente A4, fissandola a 0,59 euro/MWh.

Con la medesima delibera ARG/elt n. 41/10 l'AEEG ha aggiornato, a decorrere dal 1° aprile 2010, il corrispettivo RCV a copertura dei costi di commercializzazione sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, portandolo da 19,27 a 19,09 euro/anno per i clienti domestici e da 32,60 a 31,59 euro/anno per gli altri usi in bassa tensione, assicurando un gettito annuale comunque in linea con quello dell'anno precedente.

Regole per la cessione dell'energia CIP 6 da parte del Gestore dei Servizi Elettrici

Il decreto del 27 novembre 2009 del Ministero dello Sviluppo Economico, che disciplina le regole per la cessione dell'energia CIP 6, prevede una quantità assegnabile complessiva pari a 4.100 MW, di cui il 17% destinata all'Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato di maggior tutela. L'energia assegnata verrà ridotta in maniera proporzionale in caso di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 da parte dei produttori che aderiranno volontariamente ai meccanismi previsti in attuazione dell'art. 30, comma 20 della legge n. 99/09. Il prezzo di cessione dell'energia CIP 6 per il primo trimestre 2010 è fissato pari a 57 euro/MWh, mentre quello per il secondo trimestre 2010 ammonta a 63,69 euro/MWh.

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera ARG/gas n. 207/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2010, definendo un prezzo pari a 69,34 centesimi di euro/m³, con un incremento del 2,8% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata incrementata del 9,6% rispetto al trimestre precedente.

Con la delibera ARG/gas n. 42/10 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il secondo trimestre 2010, definendo un prezzo pari a 71,81 centesimi di euro/m³, con un incremento del 3,6% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata incrementata del 10,7% rispetto al trimestre precedente.

Con la delibera ARG/gas n. 47/10 l'AEEG ha avviato un procedimento per la modifica delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Le modifiche dovrebbero comportare l'aggiornamento della componente CCI, a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima, in modo da tenere conto, a decorrere da ottobre 2010, di eventuali rinegoziazioni dei contratti di lungo termine degli operatori.

Fornitore di ultima istanza

Con la delibera ARG/gas n. 18/10 l'AEEG ha previsto il riconoscimento, entro il 15 aprile 2010, da parte della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico degli oneri derivanti dall'attività di fornitore di ultima istanza nell'anno termico 2008-2009. Nel periodo in questione Enel Energia ha svolto il ruolo di fornitore di ultima istanza nella macro-area Emilia Romagna, Liguria, Toscana, Umbria, Marche e Alto Lazio.

Istruttorie e indagini conoscitive

L'8 settembre 2009 il TAR del Lazio ha rigettato il ricorso di Enel Energia avverso il provvedimento dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) PS/1874 del 3 dicembre 2008. La pratica contestata dall'AGCM consisteva nella mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e nell'emissione di fatture presuntive non rispondenti ai consumi effettivi di gas e stimate in base a criteri non precisati. Il 2 febbraio 2010 Enel Energia ha presentato ricorso al Consiglio di Stato.

Generazione ed Energy Management

Legge "Sviluppo" n. 99/09

L'art. 30, comma 9 prevede l'adozione da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) – sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico – di misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia elettrica nella regione Sardegna.

Conseguentemente, l'AEEG ha previsto, con la delibera ARG/elt n. 115/09, la cessione di capacità virtuale nel periodo 2010-2014 per un totale rispettivamente di 225 MW per Enel e di 150 MW per E.ON, tramite la stipula di contratti differenziali (a una/due vie a scelta del produttore) riferiti al PUN. L'asta per l'assegnazione dei *Virtual Power Plant* (VPP), che prevedeva un prezzo minimo di assegnazione definito da Enel, si è svolta il 15 ottobre 2009 e si è conclusa con l'assegnazione dell'intera capacità oggetto della cessione.

L'art. 30, comma 6 prevede la revisione entro agosto 2010 da parte del Governo dei tetti *antitrust* per le attività di importazione e vendita sul mercato finale del gas naturale, la cui scadenza è attualmente fissata al 2010.

“Mercato dei Servizi di Dispacciamento” (MSD)

Ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 è operativo, dal 1° gennaio 2010, il nuovo Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), che prevede una fase di programmazione (il giorno precedente alla consegna dell'energia elettrica) e un mercato di bilanciamento in tempo reale articolato in cinque sessioni, con la possibilità per gli operatori di aggiornare le proprie offerte in termini di quantità e prezzo.

Con la delibera ARG/elt n. 52/09, ai sensi dell'art. 3, comma 11, della legge n. 2/09, l'AEEG ha ridefinito la disciplina degli impianti essenziali, applicata a partire dal 1° gennaio 2010, prevedendo:

- > l'individuazione da parte di Terna di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e i loro raggruppamenti da assoggettare alla nuova disciplina con vincoli di offerta su MGP/MA e MSD;
- > la possibilità, per i titolari di impianti essenziali, di essere esentati dal regime amministrato mediante la conclusione di contratti a termine con Terna.

Con la delibera ARG/elt n. 162/09 l'AEEG ha definito i parametri dei contratti a termine alternativi al regime delle unità essenziali, ai quali Enel ha aderito in data 13 novembre 2009. Enel Produzione ha impugnato la delibera ARG/elt n. 52/09, precisando che l'adesione a tali contratti non corrisponde ad acquiescenza alla nuova disciplina degli impianti essenziali.

Il 23 giugno 2009 si è svolta l'udienza al Consiglio di Stato relativa al ricorso dell'AEEG contro la sentenza del TAR che ha disposto l'annullamento della delibera ARG/elt n. 97/08 che prevedeva l'assoggettamento al regime delle unità essenziali di tutti gli impianti situati in Sicilia e Sardegna. In data 24 novembre 2009 è stata depositata la sentenza del Consiglio di Stato che ha respinto l'appello promosso dall'AEEG e ha disposto l'avvio di un'istruttoria per la quantificazione dei danni lamentati da Enel Produzione. Con dispositivo del 3 marzo 2010 il Consiglio di Stato ha condannato Terna al risarcimento del danno secondo modalità e termini contenuti nelle motivazioni di prossima pubblicazione.

Oneri certificati verdi per la fornitura del mercato vincolato nel periodo 2001-2004

È attesa l'udienza del Consiglio di Stato sul ricorso in appello dell'AEEG avverso il riconoscimento a Enel Produzione degli oneri relativi all'acquisto dei certificati verdi per l'energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato per l'anno 2003.

In merito al ricorso presentato dall'AEEG al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR sul riconoscimento degli oneri relativi all'acquisto di certificati verdi sostenuti da Enel Produzione per la produzione da impianti idroelettrici di pompaggio, in data 4 novembre 2009 il Consiglio di Stato ha emesso un decreto di perenzione per inattività della parte. Con ordinanza del 5 febbraio 2010 il Consiglio di Stato ha respinto il ricorso dell'AEEG di opposizione al decreto di perenzione. La sentenza del TAR Lombardia favorevole a Enel Produzione è pertanto definitivamente confermata.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 2 febbraio 2010 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha aperto un procedimento per abuso di posizione dominante (A/423) nei confronti di

Enel Produzione ed Enel SpA per presunti comportamenti anticoncorrenziali tenuti nel mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica della macrozona Sicilia.

Emission Trading

Con la delibera n. 3/2010 il Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE ha stabilito il rilascio di quote per l'anno 2010, pari a circa 32,7 Mton, cui vanno aggiunte le quote già assegnate dalla Riserva Nuovi Entranti, pari a circa 1,9 Mton.

Le emissioni prodotte da Enel Produzione al 31 marzo 2010 sono state pari a 9,31 Mton; considerando che le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate in base alle emissioni previste per lo stesso periodo di competenza, risultano pari a 9,26 Mton, si evidenzia un *deficit* di 0,05 Mton.

Tariffe di trasporto e misura gas - nuovo periodo regolatorio

Con la delibera ARG/gas 184/09 l'AEEG ha definito le tariffe per il servizio di trasporto e di misura relative al periodo 2010-2013. È stato confermato il sistema tariffario "entry-exit" valido nei precedenti periodi regolatori. La ripartizione dei ricavi tra le componenti *capacity* e *commodity* è passata da un rapporto medio del 70%-30%, uguale per tutte le imprese di trasporto, a un rapporto dipendente dalla struttura dei costi effettivamente riconosciuti a ciascuna impresa.

Con la delibera ARG/gas n. 192/09 l'AEEG ha definito le nuove modalità di allocazione agli utenti di tutte le partite di gas non oggetto di misura sulla rete di trasporto, tra cui rientra anche il gas non contabilizzato (GNC) e il gas di autoconsumo.

Con la delibera ARG/gas n. 198/09 sono state approvate le tariffe di riferimento per l'anno 2010.

Enel ha presentato ricorso avverso alle delibere ARG/gas n. 184/09, 192/09 e 198/09.

Borsa del gas e mercato giornaliero del bilanciamento

L'art. 30 della legge n. 99/09 del 23 luglio 2009 ha previsto, al comma 1, l'affidamento al Gestore dei Mercati Energetici (GME) della gestione economica del mercato del gas naturale (Borsa gas) secondo una disciplina predisposta dal GME stesso e approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico e, al comma 2, l'assunzione da parte del GME delle offerte di acquisto e vendita del gas secondo criteri di merito economico entro febbraio 2010.

Ai sensi dell'art. 30, comma 2, il Ministro dello Sviluppo Economico, con proprio decreto del 18 marzo 2010, ha definito le modalità di gestione da parte del GME degli scambi relativi alle quote di gas importato da Paesi extra UE soggette a obbligo di offerta. Il decreto prevede per il GME l'assunzione del ruolo di controparte unica centrale entro il 1° ottobre 2010.

Criteri di allocazione

Con la delibera ARG/gas n. 62/09 l'AEEG ha avviato un procedimento per la revisione dei criteri di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna condivisi del sistema di trasporto. L'attuale procedura, definita dall'art. 29, comma 2 della delibera n. 138/04 e prorogata una prima volta al 30 settembre 2010, è stata ulteriormente differita al 30 settembre 2011 con delibera ARG/gas n. 27/10.

Con la stessa delibera l'AEEG ha definito una nuova modalità di calcolo delle allocazioni giornaliere dei quantitativi di gas prelevati dai clienti non misurati

giornalmente. Tale modalità, valida per il periodo ottobre 2010 - settembre 2011, sarà applicata anche ai fini del ricalcolo dei corrispettivi di trasporto e stoccaggio pagati dagli utenti per il periodo 1° ottobre 2007 - 30 settembre 2010. I conguagli relativi a tali corrispettivi saranno effettuati per gli anni termici 2007-2008 e 2008-2009 entro il 30 settembre 2010 e per l'anno termico 2009-2010 entro il 28 febbraio 2011.

Infrastrutture e Reti

Tariffe di distribuzione

Con la delibera ARG/elt n. 203/09 del 29 dicembre 2009 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha aggiornato le tariffe di distribuzione e misura per l'anno 2010. In particolare, la tariffa media unitaria è stata incrementata del 3,1% rispetto al 2009.

Con la delibera ARG/elt n. 40/10 l'AEEG ha definito gli ammontari di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione per l'anno 2008, riconoscendo sostanzialmente a Enel Distribuzione quanto la stessa società aveva contabilizzato nei precedenti esercizi. Tali crediti saranno liquidati dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico entro il 30 maggio 2010.

Continuità del servizio

Con la delibera ARG/elt n. 34/10 l'AEEG ha assegnato i premi e le penalità sulla base dei livelli di continuità del servizio conseguiti dalle imprese di distribuzione nell'anno 2008. In particolare, è stato dato mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di liquidare a Enel Distribuzione premi per un ammontare sostanzialmente in linea con quanto rilevato dalla società nei precedenti esercizi; per quanto riguarda le penalità, anch'esse quantificate in misura simili alle previsioni, dovranno essere versate da Enel Distribuzione in tre rate annuali nel periodo 2009-2011 a meno che, nel medesimo periodo, vengano raggiunti i livelli tendenziali assegnati per ciascun ambito territoriale.

Smart grid

Con la delibera ARG/elt n. 39/10 l'AEEG ha definito i criteri di selezione degli investimenti in progetti pilota relativi alle *smart grid*, i quali, secondo quanto già stabilito dal Testo Integrato Tariffe (Allegato A alla delibera n. 348/07), godranno di una maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto ai fini tariffari.

Iberia e America Latina

Spagna

Aggiornamenti tariffari

Il 31 dicembre 2009 il Governo ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 3519/09, che fissa le tariffe elettriche applicabili a partire da gennaio 2010. L'incremento medio delle tariffe di accesso risulta pari al 14,5%; in particolare, per clienti che hanno diritto a beneficiare della tariffa TUR (*Tarifa de Ultimo Recurso*) senza discriminazione oraria è previsto un incremento medio del 9% delle tariffe di accesso.

L'ordine ministeriale ha previsto altri interventi, tra cui:

- > una significativa revisione al rialzo della remunerazione dell'energia reattiva, che può comportare un incremento fino al 3% delle entrate regolate di sistema;
- > una modifica della formula di calcolo della componente energia della TUR senza discriminazione oraria, che può implicare un incremento fino al 2% del costo energia riconosciuto ai CUR (*Comercializadores de Ultimo Recurso*);
- > la revisione della remunerazione attesa per il 2010 per il servizio di continuità: 450 milioni di euro (rispetto ai 750 milioni di euro imputati ai costi di sistema del 2009);
- > l'estensione fino a dicembre 2010 del diritto a essere forniti dai CUR per i clienti non TUR sprovvisti di contratto di fornitura sul mercato libero.

Con la Risoluzione del 29 dicembre 2009 il Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio ha aggiornato il valore della TUR per il primo semestre del 2010, incrementando la tariffa senza discriminazione oraria del 2,64% rispetto a quella equivalente applicata nel secondo semestre 2009.

Incentivazione dell'impiego di carbone nazionale

Il 27 febbraio 2010 è stato pubblicato il regio decreto n. 134/10 che incentiva il consumo di carbone nazionale. Viene istituita una nuova fase di mercato organizzato, chiamata *Resolución de restricciones por garantía de suministro*, al fine di garantire il dispacciamento prioritario delle centrali termiche che si impegnano a bruciare tale combustibile. Le centrali interessate dal provvedimento (tra cui quattro centrali partecipate da Endesa) saranno remunerate a un prezzo fisso corrispondente al costo unitario di generazione per una produzione annuale massima stabilita, che si compone di: costo del combustibile, costo finanziario sostenuto per lo stoccaggio del carbone nazionale, costo variabile di esercizio, costi fissi e costo della CO₂.

Il dispacciamento prioritario delle unità a carbone comporta l'esclusione di unità inizialmente accettate a programma, che avverrà in base a un ordine di merito decrescente riferito ai livelli di emissione di CO₂, ovvero – unicamente per le centrali alimentate a gas naturale – a un ordine di merito economico definito dall'esito di aste competitive. Le unità escluse ricevono per ogni MWh non prodotto una compensazione pari alla differenza tra il prezzo marginale orario e il costo variabile di produzione, più un eventuale margine commerciale unitario se sottoscrittrici di contratti *take-or-pay*.

La norma ha carattere transitorio e potrà rimanere in vigore al massimo fino al 2014. Red Eléctrica de España (l'operatore di rete spagnolo) ha due mesi a partire dalla data di pubblicazione del regio decreto per proporre una revisione delle procedure operative del codice di rete necessarie all'attivazione della nuova fase di mercato.

La bozza di decreto deve essere notificata alla Commissione Europea in quanto potenziale aiuto di Stato. La parte più discussa potrebbe essere quella relativa alla compensazione del lucro cessante delle unità di generazione escluse.

Il Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio ha già elaborato in via di urgenza la bozza di un nuovo regio decreto che modifica il n. 134/10 nelle parti relative al lucro cessante; tale bozza è attualmente oggetto di analisi da parte delle Istituzioni.

Centrale nucleare di Garoña

Il 24 marzo 2010 la società Nuclenor, proprietaria della centrale nucleare di Santa Maria di Garoña (partecipata al 50% da Endesa), ha formalizzato alla *Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional* il ricorso del 14 settembre

2009 contro l'ordine ministeriale n. 1785/09, che ha stabilito il termine delle operazioni della centrale a luglio 2013. Nuclenor richiede, tra le altre cose, che l'ordine ministeriale n. 1785/09 venga annullato e che le si riconosca il diritto a continuare le operazioni della centrale almeno fino al 6 luglio 2019. La società chiede, inoltre, il rinnovo esplicito dell'autorizzazione nei termini comunicati dal CSN (Consiglio per la Sicurezza Nucleare), ovvero fino al 2019 con possibilità di proroga.

Emission Trading

Nel primo trimestre 2010 le emissioni prodotte da Endesa sono state pari a circa 5,3 milioni di tonnellate a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione (calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza) pari a circa 6 milioni di tonnellate.

Argentina

Aggiornamento della regolazione del mercato all'ingrosso

Con la Nota SE n. 496 del 19 gennaio 2010 la *Secretaría de Energía* (SE) ha reso noto che non sarà possibile modificare le regole del mercato *wholesale* (MEM, *Mercado Eléctrico Mayorista*) in modo da rispettare pienamente la risoluzione n. 1427/2004 e gli accordi del 2004 e 2005 con le società di generazione che hanno contribuito al finanziamento del FONINVEMEM (fondo con cui sono stati costruiti due impianti CCGT entrati in esercizio proprio all'inizio del 2010).

La risoluzione n. 1427/04 prevedeva, tra le altre cose, l'impegno ad aumentare la remunerazione della capacità e il *precio estacional* (prezzo pagato dalle società di distribuzione ai generatori) e di eliminare il tetto sul mercato *spot* introdotto dalla risoluzione della SE n. 240 del 2003.

Sono attualmente in corso, e dureranno prevedibilmente per svariati mesi nel corso del 2010, i negoziati tra il regolatore ENRE e le società di generazione per ripristinare il pieno funzionamento del MEM. È probabile che si giunga a un accordo per il solo biennio 2010-2011, rimandando a una fase successiva l'accordo sulle regole definitive per il funzionamento del mercato.

Incentivi del programma PUREE

Con la risoluzione n. 45 dell'8 marzo 2010 la SE ha stabilito che a partire dal 10 marzo 2010 si applicherà un nuovo meccanismo per il calcolo degli incentivi del PUREE (*Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica*) per i clienti domestici con consumi superiori a 1.000 kWh per bimestre. L'applicazione di tale criterio, che ridurrà l'ammontare degli incentivi accordati, farà ulteriormente crescere la differenza tra penali e incentivi del PUREE, che le società di distribuzione sono autorizzate a trattenere per compensare i loro maggiori costi quando gli aumenti del *Mecanismo de Monitoreo de Costos* (MMC – un indicatore dell'andamento dei prezzi introdotto dall'*Acta de Acuerdo* nel 2005) non sono trasferiti in tariffa. Ciò comporta un beneficio addizionale per Edesur, società di distribuzione operante in Argentina.

Brasile

Tariffe di distribuzione

A valle della consultazione pubblica n. 043/2009 e delle riunioni con ciascuna società di distribuzione, il 2 febbraio 2010 il regolatore ANEEL ha proposto alle società di distribuzione una modifica della metodologia di calcolo della componente

“oneri di sistema” della tariffa di distribuzione, in modo da eliminare le imperfezioni nel *pass-through* ai consumatori e neutralizzare rispetto ai volumi venduti le entrate ascrivibili agli oneri di sistema (c.d. “*encargos sectoriales*”).

L’attuazione della diversa metodologia proposta da ANEEL, che non avrà effetto retroattivo, richiede una modifica del contratto di concessione (di durata trentennale e in scadenza nel 2026 e nel 2028 rispettivamente per Ampla e Coelce). Tale modifica è già stata autorizzata dalle suddette società.

Il 15 marzo 2010 si è concluso il processo di aggiustamento tariffario annuale per la società di distribuzione Ampla, che ha ottenuto un aumento del 1,35% del VAD (*Valor Agregado de Distribución*, che remunera l’attività di distribuzione). Tale aumento non si è tradotto in una crescita delle tariffe per i clienti finali, che hanno anzi subito una riduzione del 4,7%.

Quanto alla società di distribuzione Coelce, il suo processo di aggiustamento tariffario si è aperto il 10 marzo 2010.

Interconnessione Argentina-Brasile CIEN

Con riferimento all’interconnessione Argentina-Brasile, il 9 dicembre 2009 è stata definitivamente approvata la legge n. 12111, che modifica la legislazione del Paese in vista della futura integrazione dei sistemi isolati nel *Sistema Nacional Interconectado* (SNI). Tra le altre cose, tale legge dispone che a partire dal 2010 le linee di interconnessione (tra cui CIEN, gestita da Endesa) possano essere assimilate alla rete di trasmissione nazionale e possano quindi godere di una remunerazione regolata. Sono attualmente in corso, e dureranno fino a metà 2010, i negoziati tecnici con ANEEL per la determinazione del valore della linea e, conseguentemente, delle tariffe con cui essa sarà remunerata. Tali negoziati si dovrebbero svolgere sulla base della metodologia di remunerazione definita da ANEEL nella risoluzione n. 386/09, del 15 dicembre 2009. A partire dal 1° luglio 2010 dovrebbe essere in vigore la nuova tariffa di trasmissione per CIEN, contestualmente all’entrata in vigore delle nuove tariffe di trasmissione in Brasile.

Tariffa sociale

Il 20 gennaio 2010 è stata promulgata la legge n. 12212 sulla tariffa sociale, che introduce modifiche all’ammontare degli sconti concessi ai clienti domestici a basso reddito.

Le principali modifiche rispetto alla normativa precedente (legge n. 10438 del 2002) riguardano le condizioni per beneficiare della tariffa sociale: il criterio di idoneità non farà più esclusivamente riferimento ai consumi mensili, ma sarà esteso anche alle condizioni economiche dei clienti. In particolare, si richiederà l’iscrizione al *Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal* (CadÚnico), registro per le famiglie in condizioni di disagio economico del Ministero dello Sviluppo Sociale e della Lotta alla Fame (precedentemente le utenze con consumi inferiori a 80 kWh/mese erano esenti da questo obbligo).

La legge introduce anche lievi riduzioni degli sconti concessi ai consumatori, che variano in funzione del consumo mensile dei clienti: 65% per consumi inferiori a 30 kWh/mese, 40% per consumi compresi tra 30 e 100 kWh/mese e 10% per consumi compresi tra 100 e 200 kWh/mese; non riceveranno, invece, alcuno sconto le famiglie a basso reddito con consumi superiori a 200 kWh/mese.

Infine, la legge introduce alcune modifiche alla legge n. 9991 del 2000 sull’efficienza energetica. Il principale cambiamento apportato alla legge richiede che le società di distribuzione destinino alle utenze che beneficiano della tariffa sociale almeno il 60% delle risorse dei programmi di efficienza energetica (attualmente pari allo 0,5% del risultato operativo delle società).

Normativa sul cambiamento climatico

Il 29 dicembre 2009 è stata pubblicata la legge n. 12187/2009 sulla lotta al cambiamento climatico. Tale legge introduce il *Plan Nacional sobre el Cambio Climático* (PNMC) e fissa l'obiettivo di ridurre entro il 2020 le emissioni di gas serra tra il 36,1% e il 38,9% rispetto alle emissioni previste sulla base dello scenario tendenziale 2010. Non vengono definite le riduzioni attese per ciascun segmento industriale. La regolamentazione della legge n. 12187 sarà definita nel corso del 2010.

Cile

Aggiornamenti tariffari del prezzo nodale

A marzo 2010 si è verificata una leggera riduzione del prezzo nodale praticato nel Paese (-5% circa rispetto ai livelli definiti dal regolatore CNE a ottobre 2009): tale indicizzazione è dovuta a una variazione del tasso di cambio rispetto al dollaro e a una riduzione dei costi marginali di generazione dell'energia in Cile (dovuti al livello dei bacini, all'entrata in funzione di nuovi impianti e al minor costo delle materie prime).

Regole per il *pass-through* del prezzo delle aste

A partire da gennaio 2010 è entrata in vigore una risoluzione che definisce il meccanismo di approvvigionamento *wholesale* dell'energia destinata ai clienti vincolati (prevista nella *Ley Corta II*, del maggio 2005): i contratti sottoscritti al prezzo nodale definito dalla CNE spariranno progressivamente, per essere sostituiti con contratti quindicennali il cui prezzo sarà il risultato di aste realizzate dalle società di distribuzione a partire dal 2006. Ciò avverrà, per la società di distribuzione Chilectra, prevalentemente a partire da novembre 2010, quando scadranno alcuni contratti di fornitura conclusi prima del 2006. Al fine di perfezionare l'applicazione del meccanismo delle aste, è stata presentata alla *Contraloría de la República* la bozza di decreto che definisce la metodologia di calcolo del prezzo medio che ogni distributore può trasferire al cliente finale per coprire il costo delle aste con le società di generazione. Una volta approvato in via definitiva, tale decreto avrà effetto retroattivo a partire dal 1° gennaio 2010, determinando alcune variazioni delle tariffe per i clienti domestici.

Normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche

Il 15 dicembre 2009 è stata pubblicata la risoluzione n. 7550, che contiene la bozza di normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche, con cui si fissano i livelli massimi consentiti di particolato, ossido di azoto, diossido di zolfo, mercurio, nickel e vanadio.

Il documento fissa limiti differenziati per centrali nuove ed esistenti: per le prime sono definiti requisiti più stringenti, mentre per le seconde si fissa un periodo di tre anni per consentire l'adeguamento alla nuova normativa. Entro il 2020 il limite per le emissioni sarà comune per le centrali vecchie e nuove.

Progetto di riforma costituzionale sui diritti per l'utilizzo delle risorse idriche

Il 6 gennaio 2010 è stato presentato alla Camera dei Deputati il progetto di riforma costituzionale che intende modificare l'art. 19 della Costituzione cilena, relativo al regime giuridico delle acque in Cile, introducendo il concetto di acqua come bene nazionale a uso pubblico. Tale progetto non avrà effetto retroattivo e richiede l'approvazione con maggioranza qualificata dei tre quinti delle Camere.

Tale progetto, inizialmente trattato come prioritario dal Governo Bachelet, risulta

oggi di minore urgenza, per via del recente sisma in Cile e del cambio ai vertici del Governo.

Colombia

Mercato all'ingrosso

Il 9 febbraio 2010 il regolatore colombiano CREG ha pubblicato la risoluzione n. 10/2010, che introduce norme transitorie sul funzionamento del mercato *wholesale* dell'energia (MEM, *Mercado de Energía Mayorista*). L'obiettivo di tale risoluzione è quello di evitare lo svuotamento dei bacini attraverso un intervento sui prezzi da essi offerti (i bacini il cui volume è inferiore a una predefinita *curva de alerta* sono automaticamente posti al di fuori dell'ordine di merito).

Successivamente il regolatore ha adottato ulteriori misure transitorie (risoluzioni CREG n. 036/2010, 049/2010 e 060/2010) per evitare lo svuotamento dei bacini del Paese e assicurare la sicurezza del sistema nel breve termine.

Aggiornamento delle tariffe di distribuzione

A seguito della definizione delle nuove tariffe di distribuzione per le società Codensa e Cundinamarca (19 ottobre 2009, con risoluzioni n. 100 e n. 101 dell'autorità di regolazione CREG), il 16 dicembre 2009 CREG ha reso noto che procederà d'ufficio alla correzione di un errore contenuto nei calcoli per la tariffa del livello di tensione IV (superiore a 57,5 kV) per Codensa. La correzione di tale errore, ancora non resa nota, comporterebbe un incremento di circa l'1% nella tariffa definita a ottobre 2009.

Perù

Aggiornamenti tariffari del prezzo all'ingrosso dell'energia

Il 2 marzo 2010 il regolatore OSINERGMIN ha pubblicato il progetto di risoluzione n. 043/2010 che definisce una proposta per le *tarifas en barra* (prezzo all'ingrosso dell'energia destinata a clienti regolati) in vigore da maggio 2010 ad aprile 2011. Complessivamente, il progetto comporta una riduzione del 5% del prezzo dell'energia rispetto ai valori attuali: tale variazione incorpora un leggero incremento della componente di remunerazione della potenza (+0,38%) e una riduzione del 6,77% del prezzo dell'energia; il prezzo dovrebbe passare da 41,75 a 39,32 dollari statunitensi/MWh.

Remunerazione della potenza

È stato pubblicato nel *Diario Oficial* del 5 gennaio 2010 il decreto supremo n. 1/2010, che contiene diverse misure per la remunerazione della potenza. Tale decreto corregge il rischio che i prezzi della potenza nelle aste di lungo periodo risultino diversi da quelli calcolati dall'operatore del sistema COES, determina una componente nella tariffa finale per remunerare la riserva fredda delle unità di emergenza e penalizza la potenza delle centrali che non hanno un contratto a lungo termine di trasporto del gas, a partire da settembre 2010.

Internazionale

Francia

Legge NOME

Nel mese di marzo 2010 il Ministero dell'Energia MEEDDM ha diffuso una prima versione del progetto di legge NOME (*Nouvelle Organization du Marché de l'Électricité*), che riprende le principali raccomandazioni della Commissione parlamentare Champsaur.

I principali elementi di questa riforma sono:

- > accesso per i fornitori alternativi a energia di base, a prezzi regolati (c.d. "base regolata - BR") per un periodo transitorio di 15 anni;
- > accesso alla base regolata, proporzionale al portafoglio previsto di ciascun fornitore alternativo (con compensazioni *ex post* per la differenza tra il portafoglio previsto e quello effettivo);
- > tariffe della BR, determinate dal Governo per i primi cinque anni di vigenza del meccanismo e successivamente dal regolatore CRE. A tal fine sarà emesso un decreto ministeriale che fisserà i criteri per la definizione del prezzo di accesso alla BR in base ai costi pieni del parco nucleare storico di EDF;
- > volumi di base regolata, non superiori a 100 TWh/anno;
- > a partire dal 2013 (anno della prossima revisione delle tariffe di rete) ulteriori 20 TWh (al massimo) di BR potranno essere gradualmente destinati alla copertura delle perdite di rete;
- > a partire dal 2015 spariranno le tariffe regolate per i grandi consumatori di energia; saranno invece mantenute le tariffe regolate per la vendita ai piccoli consumatori.

La legge NOME, che dovrebbe essere approvata dal Parlamento francese nel corso del 2010, contiene elementi di riforma che consentiranno una crescente apertura alla concorrenza del mercato elettrico francese e il superamento della tariffa TaRTAM per quei clienti finali che, dopo aver optato per un contratto con fornitori del mercato libero, intendano beneficiare nuovamente delle forniture regolate di energia. Nonostante ciò, la TaRTAM non sarà eliminata a partire dalla seconda metà del 2010, ma sarà prorogata fino a fine anno.

Legge Poniatowski

È stato approvato dal Senato il 29 marzo 2010, e passerà all'esame dell'Assemblea Nazionale nel mese di maggio 2010, il progetto di legge Poniatowski, che introduce la possibilità per i clienti finali che abbiano effettuato il passaggio sul mercato libero, di ritornare in un regime di forniture regolate.

Imposizione fiscale

A partire dal 2010 è in vigore una nuova tassa, la IFER (*Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux*), introdotta dalla Legge Finanziaria 2010. La nuova tassa, che ammonta a 2.913 euro/MW/anno, sarà pagata dagli impianti idroelettrici ed eolici con capacità superiore a 100 kW e dagli impianti nucleari e convenzionali con capacità superiore a 50 MW.

Slovacchia

Impianti *must-run*

Il Ministero dell'Economia, con decisione n. 17/2009, ha definito i volumi di servizi ancillari che saranno forniti dall'impianto ENO (Nováky) nel 2010, stabilendo prezzi pari a quelli definiti dal regolatore URSO per il 2010: la regolazione primaria (11 MW) sarà remunerata a 73,02 euro/MWh, mentre la regolazione secondaria (31 MW) riceverà 63,06 euro/MWh.

In base a quanto disposto dall'*Energy Act* n. 656/2004, il Governo slovacco, mediante decisione n. 47/2010 del gennaio 2010, ha stabilito una proroga fino al 2020 dell'utilizzo di carbone nazionale, con la possibilità di un'ulteriore proroga fino al 2035. Con cadenza annuale, il Ministero dell'Economia obbligherà Slovenské elektrárne (SE) a generare e vendere elettricità prodotta da carbone nazionale. Successivamente URSO, sempre con frequenza annuale, dovrebbe stabilire i prezzi per l'energia prodotta con risorse nazionali, così come i prezzi dei servizi ancillari. In virtù di ciò, ENO beneficerà di ricavi garantiti per l'energia venduta e i servizi ancillari prestati.

Ad agosto 2009 è stato definito da URSO il valore del fattore di aggiustamento previsto nella tariffa di remunerazione per ENO ($Y=32,6\%$), che comporta per il 2010 un valore della tariffa finale per i *system cost* di ENO pari a 40,25 euro/MWh. Il fattore Y è determinante per la copertura delle variazioni di prezzo dell'energia sul mercato, del costo del carbone, della remunerazione dei servizi ancillari e per la correzione dei periodi precedenti.

Legge sull'*economic interest*

Il 2 luglio 2008 è stata pubblicata dal Governo slovacco una legge a tutela della fornitura di elettricità per i clienti domestici e le piccole imprese. La legge prevede che 6 TWh di energia venduta dai produttori di energia ai clienti domestici e alle piccole imprese siano regolati nei prezzi a partire dal 2009 e fino a quando il rapporto tra la spesa media per l'energia e il reddito delle famiglie venga riportato alla media europea degli Stati membri. A seguito del ricorso presentato da SE presso la *Lower Court*, il 18 marzo 2010 la Corte Suprema ha confermato la decisione di quest'ultima di abrogare definitivamente la decisione del Ministero dell'Economia del 3 luglio 2008, che aveva specificato che la misura del Governo del 2 luglio 2008 prevedeva la regolamentazione del prezzo della vendita dell'energia solo per l'operatore SE.

Emission Trading

Nel corso del primo trimestre 2010 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 0,8 Mton, a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza pari a circa 1,4 Mton.

Russia

Apertura del mercato

Nell'ambito della progressiva apertura del mercato stabilita dal Governo russo, a gennaio 2010 è stato superato il limite che stabiliva nel 60% dei volumi non residenziali 2007 la quota di energia elettrica per la vendita sul mercato libero. Tale soglia è coerente con le previsioni del decreto governativo del 7 aprile 2007, n. 205, che ha stabilito la progressiva liberalizzazione del mercato fino al 100% dei volumi nel 2011, con l'esclusione dei volumi destinati ai clienti residenziali.

Capacity market

I volumi di capacità venduta liberamente sono in linea con le soglie di liberalizzazione dell'energia elettrica: attualmente, quindi, il 60% della capacità (al netto dei volumi destinati ai clienti residenziali) è venduta liberamente nell'ambito del mercato di capacità transitorio (in vigore fino al 2010 compreso). Al momento, la capacità può essere venduta mensilmente a prezzi liberi tramite contratti bilaterali o su una Borsa dedicata alla vendita di contratti *forward* di capacità ed energia elettrica (la Borsa Arena, che ha avviato le contrattazioni per il 2009 a fine dicembre 2008).

Per poter effettuare queste vendite, tuttavia, i generatori devono preliminarmente partecipare all'asta annuale per la selezione di capacità (KOM) che per l'anno 2010 si è svolta a fine dicembre 2009. I prezzi preliminari destagionalizzati di capacità per il 2010 ammontano a circa 115mila rubli/MW/mese (valore medio annuo). Inoltre, ogni mese il gestore del mercato (*Administrator of Trading System, ATS*) pubblica i prezzi di riferimento per gli acquirenti di capacità (società di vendita e grandi consumatori) che non hanno sottoscritto contratti bilaterali di compravendita della stessa.

A fine novembre 2009 il *Market Council* ha inoltre approvato la metodologia per la verifica della congruità delle offerte di prezzo da parte dei nuovi entranti per il 2010.

A valle di un lungo processo di consultazione, il 9 aprile 2010 il Primo Ministro ha infine firmato il decreto per il mercato a lungo termine della capacità (decreto n. 89 del 24 febbraio 2010); è attesa a breve la pubblicazione ufficiale. Inoltre, il 16 aprile 2010 è stato pubblicato sul sito del Ministero il decreto per i parametri di prezzo per la capacità (decreto n. 238 del 12 aprile 2010). Il mercato della capacità a lungo termine sarà operativo a partire dal 2011.

A seguito della proposta del *Market Council* (fine maggio 2009), il 18 marzo 2010 è stato modificato il modello dei *capacity contract*, in virtù dei quali gli investitori privati hanno sottoscritto gli obblighi di investimento in nuova capacità, a seguito dell'acquisizione delle Genco da Rao Ues (per Enel OGK-5 tali investimenti riguardano i due nuovi cicli combinati degli impianti di Enel OGK-5 di Nevinnomyskaya-GRES e Sredneuralskaya-GRES, per circa 820 MW complessivi). La proposta di modifica prevede un rafforzamento dei controlli sul rispetto degli obblighi, ma garantisce un pagamento pluriennale di capacità (10 anni) per le unità costruite in virtù dei contratti, a partire dal 2011.

Price-cap nel mercato dell'energia

I prezzi liberi sul mercato elettrico all'ingrosso a pronti sono soggetti, dal 9 gennaio 2008, a un *price-cap* che esclude le offerte di prezzo più alte dal calcolo per la formazione del prezzo marginale. La misura è stata rinnovata a inizio 2009, seppur in forma meno stringente, e poi prolungata fino al 1° maggio 2010 con successive decisioni del *Market Council*.

Inoltre, è ancora in vigore il decreto n. 929, adottato dal Governo il 14 novembre 2009, che prevede la possibilità di introdurre, per un massimo di 30 giorni, una regolazione straordinaria dei prezzi all'ingrosso, in cui le offerte dei generatori non possono superare la tariffa regolata e in cui vengono rafforzate le penali sul pagamento di capacità in caso di indisponibilità degli impianti.

Tariffe elettriche

Con il decreto n. 1045 del 21 dicembre 2009, in vigore dal 1° gennaio 2010, sono state introdotte le regole transitorie per il mercato *wholesale*, che prevedono che la vendita di energia elettrica e capacità continui a essere effettuata a tariffe

regolate nelle seguenti regioni: Repubblica Cecena, Ingushetia, Dagestan, Severnaia Osetia, Kabardino-Balkarskaia, Karachaevo-Cerchesskaia.

Mercato dei servizi ancillari

Con il decreto n. 117 del 3 marzo 2010 sono state approvate le regole per il mercato dei servizi ancillari. Gli operatori che forniranno servizi ancillari saranno selezionati dall'operatore del sistema entro la fine del 2010. Entro maggio 2010 *Federal Tariff Service* dovrà elaborare e approvare la metodologia per definire la remunerazione di tali servizi.

Mercato delle emissioni

Sberbank, l'operatore incaricato della gestione dei registri ERU (crediti di emissione derivanti dai progetti *Joint Implementation - JI*) e dello svolgimento delle gare per la selezione di progetti JI per conto del Governo, ha annunciato la prima gara di selezione e approvazione dei progetti JI, fino a un ammontare di crediti di 30 milioni di ERU (1 ERU = 1 ton CO₂). Le domande di partecipazione a tale gara sono state presentate nel periodo 17 febbraio - 12 marzo 2010. Altre gare dovrebbero essere svolte nel corso del 2010.

Bulgaria

Piano Nazionale di Allocazione 2008-2012

A dicembre 2009 il Governo bulgaro ha approvato una versione rivista del NAP (*National Allocation Plan*) per il periodo 2008-2012. All'inizio di gennaio il piano è stato inviato alla Commissione Europea, la cui approvazione è attesa per il primo semestre 2010. Per il periodo 2008-2012 si prevede che le emissioni cumulate prodotte saranno allineate a quelle allocate per lo stesso arco temporale. Il 10 febbraio 2010 Enel Maritza East 3 AD ha siglato un accordo con NEK per il *pass-through* dei costi di acquisto della CO₂, in caso tale acquisizione risulti necessaria per il rispetto del Piano Nazionale di Allocazione.

Grecia

Codice di Rete

Secondo la decisione ministeriale del 30 dicembre 2009, il Codice di Rete subisce un emendamento in base al quale:

- > è concesso accesso prioritario al mercato organizzato per i grandi impianti di cogenerazione (dispacciamento a prezzo zero per il totale di elettricità "co-prodotta" dall'impianto di cogenerazione);
- > è introdotta la possibilità per il regolatore greco HTSO di ricevere finanziamenti a breve per coprire il *deficit* nel fondo destinato a finanziare i meccanismi di incentivo alle fonti rinnovabili;
- > per i *trader* che non abbiano acquisito diritti di capacità fisica si introduce il divieto di fare offerte di vendita o acquisto per attività di importazione ed esportazione di energia (fino a quel momento possibile);
- > sono previste penali per i *trader* nel caso di posizione sbilanciata fra offerta nel mercato e programma di *import* o *export* comunicato all'HTSO.

Il Ministero dell'Energia ha posticipato la data di entrata in vigore del Codice di Rete dal 15 marzo al 3 maggio 2010 e successivamente al 1° luglio 2010.

Energie Rinnovabili

Italia

Sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Il 9 febbraio 2010 il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ha reso noto agli operatori il prezzo di riferimento dei certificati verdi (CV) per l'anno 2010: 112,82 euro/MWh, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione dalla Finanziaria 2008, pari a 180 euro/MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2009, definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) con la delibera ARG/elt n. 10/09.

Inoltre, il GSE ha reso noto il prezzo di ritiro garantito dei CV rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2007, 2008 e 2009 (a eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento) al prezzo di 88,91 euro/MWh. Esso corrisponde al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del Gestore dei Mercati Energetici nel triennio 2007-2009. Per quanto riguarda l'incentivazione della produzione elettrica da biomasse da filiera corta (cioè prodotte entro un raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica) e biomasse da intesa di filiera (cioè prodotte nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro di cui agli artt. 9 e 10 del decreto legislativo n. 102 del 2005), è in attesa di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale il decreto ministeriale che stabilisce il coefficiente moltiplicativo nella misura dell'1,8 relativamente all'incentivazione mediante CV.

Condizioni per il dispacciamento

Con la delibera ARG/elt n. 5/10, l'AEEG ha definito le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili. In particolare, tale delibera:

- > stabilisce le modalità di remunerazione della mancata produzione eolica per effetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna;
- > definisce i servizi di rete (tra cui teledistacco, telemisura e telesegnale) cui sono soggette le unità di produzione eolica;
- > prevede meccanismi incentivanti per programmazione e previsione delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- > impartisce disposizioni a Terna ai fini del miglioramento del servizio di dispacciamento.

Bulgaria

Attuazione della direttiva 2009/28/CE

Secondo la direttiva 2009/28/CE, entro il 30 giugno 2010 il Governo bulgaro è tenuto a redigere un piano nazionale per lo sviluppo delle energie rinnovabili fino al 2020, in virtù dello schema approvato dalla Commissione Europea (che prevede di includere anche una valutazione dell'impatto ambientale dello sviluppo di tali fonti). Inoltre, il Ministero dell'Energia e del Turismo sta preparando alcune modifiche al *Bulgarian RES and Alternative Energy Act*, che saranno definite entro la fine del 2010, una volta stabiliti i principi per il recepimento della direttiva 2009/28/CE e le regole di più ampio respiro per lo sviluppo di investimenti in energie rinnovabili.

Grecia

Normativa di supporto alle energie rinnovabili

La decisione ministeriale del 28 dicembre 2009 ha approvato la proposta elaborata dal regolatore RAE nell'agosto del 2009 per un aumento delle *feed-in tariff* di 7,71 euro/MWh (circa il 9% rispetto al 2008) per impianti eolici e idroelettrici, con effetto retroattivo dal 1° gennaio 2009.

Francia

Nuove regole per la remunerazione degli impianti fotovoltaici

Il 14 gennaio 2010 è stato approvato il nuovo decreto sulle tariffe *feed-in* per gli impianti di produzione fotovoltaica. Per gli impianti che entrano in esercizio nel 2010 saranno in vigore le seguenti tariffe:

- > 580 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici residenziali;
- > 500 euro/MWh per gli impianti integrati su altri tipi di edifici;
- > 420 euro/MWh per gli impianti a integrazione semplificata;
- > per gli impianti a suolo la remunerazione dipende dalla localizzazione dell'impianto, essendo essa data dal prodotto di 314 euro/MWh per un coefficiente di localizzazione "R".

Tali tariffe resteranno costanti sino al 2011, per poi ridursi annualmente del 10% a partire dal 2012.

La regolamentazione della vendita di energia da parte di impianti fotovoltaici è stata ulteriormente precisata da due decreti pubblicati il 23 marzo 2010. Il primo decreto precisa che una delle condizioni perché un impianto sia considerato integrato con un edificio, è che la sua taglia sia inferiore a 250 kW. Il secondo decreto definisce nel dettaglio a quali condizioni gli impianti fotovoltaici possono beneficiare delle tariffe (mediamente più favorevoli) contenute nel decreto del 10 luglio 2006. Tale precisazione si è resa necessaria visto l'elevato numero di richieste di "*contrat d'achat*" presentate nel periodo novembre 2009 - gennaio 2010.

Messico

Provvedimenti normativi di supporto alle energie rinnovabili

Nel mese di marzo 2010 il regolatore CRE ha approvato il "*Contrato de Interconexión para Centrales de generación de energía eléctrica con energías renovables o con generación eficiente y sus anexos*", che definisce le condizioni contrattuali – legali ed economiche – tra la società elettrica CFE (*Comisión Federal de Electricidad*) e i generatori alternativi, per i servizi di trasmissione dell'energia da questi prodotta.

A valle dell'approvazione da parte della COFEMER (*Comisión Federal de Mejora Regulatoria*), si attende al momento la pubblicazione ufficiale del modello di contratto.

I tre tipi di servizio che la CFE fornirà ai generatori sono servizi ancillari (tra cui controllo della frequenza e del voltaggio), servizi di trasmissione e acquisto di energia in situazioni di emergenza (al di fuori delle condizioni contrattuali). È stata anche approvata la "*Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste la CFE a los generadores renovables*". Tale documento definisce l'ammontare delle tariffe dei servizi di trasmissione per il 2010 e prevede che queste siano riviste annualmente. La tariffa per alta e media tensione ammonterà a 2,2 dollari statunitensi/MWh, mentre

quella per la bassa tensione sarà pari a 4,3 dollari statunitensi/MWh. Tali tariffe includono l'utilizzo dell'infrastruttura, le perdite, i servizi connessi alla trasmissione e una componente fissa per l'amministrazione del contratto. La nuova metodologia comporta per i progetti rinnovabili eleggibili un incentivo di valore variabile a seconda del livello di tensione.

Perù

Normativa di supporto alle energie rinnovabili

Il 12 febbraio 2010 si è svolta la prima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della legge di promozione delle fonti rinnovabili di energia (decreto legislativo n. 1002 del maggio 2008).

L'asta, la cui gestione è stata affidata al regolatore OSINERGMIN (*Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*), si è conclusa con la selezione di una capacità totale di circa 410 MW, cui sono assegnati contratti ventennali per la fornitura di energia nel SEIN (*Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*) a una tariffa pari al prezzo risultante dall'asta per ciascun progetto (denominato in dollari statunitensi/MWh).

La capacità risulta assegnata come segue:

- > 161 MW a diciassette progetti idroelettrici, con offerte di prezzo comprese tra 50 e 70 dollari statunitensi/MWh;
- > 142 MW a tre progetti eolici, con offerte di prezzo comprese tra 65 e 87 dollari statunitensi/MWh;
- > 80 MW a quattro progetti fotovoltaici, con remunerazione compresa tra 215 e 225 dollari statunitensi/MWh;
- > 27 MW a due progetti a biomassa, con offerte tra 52 e 110 dollari statunitensi/MWh.

Romania

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Nel dicembre 2009 il Governo, con provvedimento n. 1479/2009, ha emanato la normativa di attuazione della legge n. 220/2008 per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili. L'applicazione dei meccanismi di incentivo previsti (obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità e sistema di certificati trasferibili, che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato) sarà avviata successivamente al parere positivo della Commissione Europea.

In attesa della pronuncia della Commissione, continua a trovare applicazione la disciplina di cui alla decisione governativa 1892/2004 che, nel caso di produzione da fonte eolica, prevede il rilascio di un solo certificato verde per MWh prodotto.

Spagna

Remunerazione impianti fotovoltaici

In applicazione del regio decreto n. 1578/08, il 16 febbraio 2010 il Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio ha pubblicato l'esito della prima *convocatoria* del 2010. In funzione della potenza registrata, le tariffe da applicarsi a partire dal secondo trimestre 2010 sono state ricalcolate e fissate come segue: per le installazioni integrate, 334,65 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 303,10 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW; per le installazioni di terra, 273,18 euro/MWh.

Aggiornamenti tariffari

Con l'ordine ministeriale n. 3519/09 del 31 dicembre 2009 il Governo ha aggiornato i valori di tariffe, premi, limiti superiori e inferiori degli impianti rinnovabili che rientrano nel regime remunerativo stabilito dal regio decreto n. 661/2007 (tariffa *feed-in* integrata o a premio). Tali valori sono stati rivisti al ribasso a causa di una riduzione dell'indice dei prezzi al consumo.

USA

Carbon Regulation

A seguito dell'approvazione da parte della Camera dei Rappresentanti della proposta di legge "*American Clean Energy and Security Act*" (anche nota come *Waxman-Marley*, che prevede l'istituzione di un sistema federale di scambio di permessi di emissione CO₂ a partire dal 2012) nel giugno 2009, il Senato ha avviato nell'autunno l'esame della proposta per un sistema di *Emission Trading*, seppur con alcune modifiche rispetto alla versione approvata dall'altro ramo del Congresso (*Clean Energy Jobs and American Power Act*, c.d. "*Kerry-Boxer bill*"); un progetto di legge analogo (ma con maggiori restrizioni sul mercato delle quote di emissione) è stato introdotto in dicembre (c.d. "*CLEAR Act*"). Tuttavia, il dibattito in Senato ha subito un rallentamento e sono tuttora in corso i negoziati per giungere a una bozza di compromesso che goda del sostegno della maggioranza dei senatori.

In parallelo, l'EPA (*Environmental Protection Agency*) il 7 dicembre 2009, in applicazione di una sentenza della Corte Suprema del 2 aprile 2007, ha approvato il cosiddetto "*Endangerment Finding*", con cui ha confermato che i gas serra costituiscono una minaccia per la salute umana. Ciò consente all'agenzia di regolare le emissioni di gas serra in base al *Clean Air Act*; l'EPA sta quindi sviluppando una proposta di autorizzazione a emettere i gas serra per i siti industriali in base al rispetto di determinate *performance* di emissione, applicabili a partire dal 2011.

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il *Recovery Plan*, ossia il piano di aiuti all'economia adottato dal Congresso Americano il 12 febbraio 2009, prevede, tra le altre misure per il settore energetico, specifici meccanismi di incentivo alle rinnovabili, tra cui meccanismi di sostegno agli investimenti noti come *Investment Tax Credit* (ITC) e la conferma dell'estensione dell'applicabilità della *Production Tax Credit* (PTC) posticipando la data di scadenza delle agevolazioni al 2012 per l'eolico e al 2013 per il geotermoelettrico, l'idroelettrico incrementale e le biomasse.

Sintesi della gestione

Produzione e domanda di energia elettrica e gas in Italia

PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Produzione netta:				
- termoelettrica	56.903	53.739	3.164	5,9%
- idroelettrica	9.974	11.492	(1.518)	-13,2%
- geotermoelettrica e da altre fonti	3.695	3.072	623	20,3%
Totale produzione netta	70.572	68.303	2.269	3,3%
Importazioni nette	11.692	12.570	(878)	-7,0%
Energia immessa in rete	82.264	80.873	1.391	1,7%
Consumi per pompaggi	(1.351)	(1.468)	117	8,0%
Energia richiesta sulla rete	80.913	79.405	1.508	1,9%

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo marzo 2010).

- > L'*energia richiesta* in Italia nel primo trimestre 2010 risulta in aumento dell'1,9% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2009, attestandosi a 80,9 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'85,5% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (84,2% nel primo trimestre 2009) e per il restante 14,5% dalle importazioni nette (15,8% nel primo trimestre 2009).
- > Le *importazioni nette* del primo trimestre 2010 registrano un decremento di 0,9 TWh (minori importazioni per 1,0 TWh, minori esportazioni per 0,1 TWh), in virtù del minore differenziale dei prezzi dell'energia elettrica tra il mercato nazionale e gli altri mercati europei nei due periodi di riferimento.
- > La *produzione netta* del primo trimestre 2010 è in aumento del 3,3% (+2,3 TWh), principalmente per effetto dell'incremento della produzione termoelettrica (+3,2 TWh) e della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+0,6 TWh). Tali aumenti sono solo parzialmente compensati dalla riduzione della fonte idroelettrica (-1,5 TWh).

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

Miliardi di m ³	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Residenziale e commerciale	15,5	15,3	0,2	1,3%
Industriale	5,2	4,1	1,1	26,8%
Termoelettrico	7,6	6,8	0,8	11,8%
Altro ⁽¹⁾	0,6	0,6	-	-
Totale	28,9	26,8	2,1	7,8%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nel primo trimestre 2010 si attesta a 28,9 miliardi di metri cubi, registrando un incremento del 7,8%. L'aumento dei consumi per la produzione industriale e per la generazione termoelettrica è imputabile prevalentemente alla ripresa dell'economia nazionale rispetto al primo trimestre 2009, nonché alla maggiore produzione netta da fonte termoelettrica.

Flussi di energia elettrica e gas di Enel

FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS DI ENEL IN ITALIA

	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Energia elettrica (TWh)				
Energia netta prodotta da Enel in Italia	20,7	20,7	-	-
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel in Italia	62,0	60,2	1,8	3,0%
Energia venduta da Enel in Italia ⁽¹⁾	29,7	33,6	(3,9)	-11,6%
Gas naturale (miliardi di m³)				
Gas venduto ai clienti finali	2,4	2,2	0,2	9,1%

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

- > La *produzione netta* di Enel in Italia si mantiene sostanzialmente costante, con un volume prodotto nei due periodi di riferimento pari a 20,7 TWh. In particolare, il decremento nella produzione idroelettrica (-0,6 TWh), da riferire alle peggiori condizioni di idraulicità del primo trimestre 2010 rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, è infatti interamente compensato dalla maggiore produzione termoelettrica (+0,5 TWh) e dall'incremento della produzione da altre fonti (+0,1 TWh), prevalentemente da riferire alla maggiore produzione da fonte eolica;
- > L'*energia trasportata* nel primo trimestre 2010 è pari a 62,0 TWh, con un incremento del 3,0% che riflette sostanzialmente l'andamento della richiesta sulla rete nazionale;
- > L'*energia venduta* in Italia da Enel nel primo trimestre 2010 è pari a 29,7 TWh, in diminuzione di 3,9 TWh rispetto allo stesso periodo del 2009. Tale andamento, in presenza di una maggiore richiesta di energia elettrica a livello nazionale (+1,5 TWh), è da attribuire alla progressiva apertura del mercato elettrico domestico;

- > il *gas venduto* nel primo trimestre 2010 è in aumento di 0,2 miliardi di metri cubi, riflettendo i maggiori consumi nel mercato nazionale, con particolare riferimento ai clienti *mass market*.

FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA E DI GAS DI ENEL ALL'ESTERO

	1° trimestre			Variazioni
	2010	2009		
Energia elettrica (TWh)				
Energia netta prodotta da Enel all'estero	51,9	42,5	9,4	22,1%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel all'estero	46,2	31,7	14,5	45,7%
Energia venduta da Enel all'estero ⁽¹⁾	49,8	34,1	15,7	46,0%
Gas naturale (miliardi di m³)				
Gas venduto ai clienti finali	1,1	0,6	0,5	83,3%

(1) Escluse le cessioni ai rivenditori.

- > La *produzione netta* di Enel all'estero nel primo trimestre 2010 è pari a 51,9 TWh, con un incremento di 9,4 TWh (sostanzialmente riferibile agli aumenti della produzione da fonte idroelettrica per 3,6 TWh, da fonte termoelettrica per 3,4 TWh, da fonte nucleare per 2,1 TWh). Tale andamento è sostanzialmente riferibile al cambio di metodo di consolidamento di Endesa (consolidata integralmente dal mese di giugno 2009) per 12,2 TWh, nonché all'incremento della produzione di Enel OGK-5 per 1,5 TWh ed Enel Maritza East 3 per 0,3 TWh; tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione (-5,2 TWh) della produzione della Divisione Iberia e America Latina, sostanzialmente dovuta al calo della produzione termoelettrica nella penisola iberica, ad alcune indisponibilità di impianti in Argentina e alla riduzione della domanda di energia elettrica in Cile;
- > l'*energia trasportata* all'estero nel primo trimestre 2010 è pari a 46,2 TWh, con un incremento di 14,5 TWh che riflette sostanzialmente la variazione del metodo di consolidamento di Endesa (13,9 TWh);
- > l'*energia venduta* all'estero da Enel nei primi tre mesi del 2010 aumenta di 15,7 TWh per effetto del cambio di metodo di consolidamento di Endesa (+12,5 TWh), delle maggiori vendite della Divisione Iberia e America Latina per 2,4 TWh, nonché delle maggiori vendite della Divisione Internazionale (+0,8 TWh), prevalentemente per effetto delle maggiori vendite effettuate da Enel France e da RusEnergosbyt.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento del primo trimestre 2010, rispetto allo stesso periodo del 2009, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > cessione, in data 1° aprile 2009, dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto dal 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti;
- > acquisizione, tra il 22 aprile 2009 e il 23 giugno 2009, del 100% del capitale di tre società greche (International Wind Parks of Rhodes, Glafkos Hydroelectric

- Station e International Wind Parks of Achaia), società operanti nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- > acquisizione, in data 25 giugno 2009, da parte di Enel, tramite la sua controllata Enel Energy Europe, del 25,01% del capitale sociale di Endesa detenuto, direttamente e indirettamente, da Acciona. A seguito di tale operazione Enel detiene nel capitale di Endesa una partecipazione pari al 92,06% e ha il pieno controllo della società spagnola. Conseguentemente, a partire da tale data il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel passa da proporzionale a integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale;
 - > cessione, in data 23 settembre 2009, del 51% del capitale di SeverEnergia, società russa posseduta sino a tale data al 100% da Artic Russia su cui Enel ed Eni esercitavano un controllo congiunto rispettivamente al 40% e al 60%. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel, per mezzo di Artic Russia, di esercitare un'influenza notevole sulla gestione della società, SeverEnergia viene consolidata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo proporzionale;
 - > cessione, in data 30 settembre 2009, da parte di Enel Distribuzione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas. A seguito di tale operazione la partecipazione di Enel in Enel Rete Gas passa dal 99,88% al 19,8% con la conseguente perdita del controllo. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel un'influenza notevole sulla gestione della società, Enel Rete Gas viene consolidata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo integrale;
 - > cessione, in data 10 dicembre 2009, del 100% di Avisio Energia detenuto da Hydro Dolomiti Enel; a seguito di tale cessione la società, operante nel settore della vendita e del trasporto di gas naturale in Italia, è deconsolidata;
 - > acquisizione, in data 30 dicembre 2009, del 100% di Aioliko Voskero, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
 - > acquisizione, nel corso del primo trimestre 2010, di alcune società operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Italia (Enel Green Power Calabria, Maicor Wind, Italgest Wind, Enel Green Power Strambino Solar, Resit Altomonte, EnerLive e Anemos 1).

Nei dati economici relativi al primo trimestre 2009, inclusi ai fini comparativi nel presente Resoconto intermedio di gestione, sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale. Con riferimento a tali effetti, si evidenzia che il "Risultato delle *discontinued operations*" include l'adeguamento del valore delle attività per un ammontare pari a 136 milioni di euro, effettuato nel corso del primo trimestre 2009, quando le parti erano pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione.

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo nei due esercizi e in particolare tenendo conto dell'assetto organizzativo che il Gruppo ha adottato nel mese di settembre 2008 prevedendo la costituzione della Divisione "Energie Rinnovabili" accanto alle già presenti Divisioni operative definite con la precedente struttura organizzativa, risalente al mese di dicembre 2007 e operativa a partire dal 1° gennaio 2008.

Risultati per area di attività del primo trimestre 2010 e 2009

PRIMO TRIMESTRE 2010 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi verso terzi	5.048	2.955	26	502	7.476	1.601	414	79	23	(7)	18.117
Ricavi intersettoriali	40	1.513	148	1.195	19	37	43	57	225	(3.277)	-
Totale ricavi	5.088	4.468	174	1.697	7.495	1.638	457	136	248	(3.284)	18.117
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(181)	203	-	-	36	(5)	25	-	-	-	78
Margine operativo lordo	157	660	2	921	2.001	377	326	2	32	-	4.478
Ammortamenti e perdite di valore	79	140	1	213	684	141	64	1	25	-	1.348
Risultato operativo	78	520	1	708	1.317	236	262	1	7	-	3.130
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(935)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	869
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.326
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.326
Attività operative	7.635	15.329	249	17.246	78.114 ⁽²⁾	12.903	8.512	1.418	2.036	(6.256)	137.186
Passività operative	5.825	3.885	331	5.680	12.629 ⁽³⁾	4.920	992	897	1.428	(5.387)	31.200
Investimenti	4	131	1	238	381	204	150	-	24	-	1.133

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Di cui 951 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2010.

(3) Di cui 253 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2010.

PRIMO TRIMESTRE 2009 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi verso terzi	5.961	3.259	47	270	3.729	1.348	381	103	29	(11)	15.116
Ricavi intersettoriali	37	2.011	228	1.288	-	50	34	80	221	(3.949)	-
Totale ricavi	5.998	5.270	275	1.558	3.729	1.398	415	183	250	(3.960)	15.116
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(96)	165	-	-	(337)	1	9	-	-	-	(258)
Margine operativo lordo	116	918	3	895	1.171	381	293	36	35	2	3.850
Ammortamenti e perdite di valore	61	169	-	210	462	128	55	2	23	-	1.110
Risultato operativo	55	749	3	685	709	253	238	34	12	2	2.740
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	807
Risultato delle <i>continuing operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.258
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(134)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.124
Attività operative ⁽²⁾	6.598	15.054	342	17.272	78.936 ⁽³⁾	12.292	6.423	1.229	2.197	(6.142)	134.201
Passività operative ⁽²⁾	5.471	4.218	363	5.682	13.543 ⁽⁴⁾	4.814	804	1.090	1.612	(4.981)	32.616
Investimenti	7	169	-	249	386	177	106	-	15	-	1.109

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Al 31 dicembre 2009.

(3) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2009.

(4) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2009.

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.03.2010	al 31.12.2009
Totale attività	164.867	160.457
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	20.101	18.469
Attività di natura fiscale	7.580	7.787
Attività di settore	137.186	134.201
- di cui:		
Mercato	7.635	6.598
Generazione ed Energy Management	15.329	15.054
Ingegneria e Innovazione	249	342
Infrastrutture e Reti	17.246	17.272
Iberia e America Latina ⁽¹⁾	78.114	78.936
Internazionale	12.903	12.292
Energie Rinnovabili	8.512	6.423
Capogruppo	1.418	1.229
Servizi e Altre attività	2.036	2.197
Elisioni e rettifiche	(6.256)	(6.142)
Totale passività	118.566	116.104
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	73.905	71.141
Passività di natura fiscale	13.461	12.347
Passività di settore	31.200	32.616
- di cui:		
Mercato	5.825	5.471
Generazione ed Energy Management	3.885	4.218
Ingegneria e Innovazione	331	363
Infrastrutture e Reti	5.680	5.682
Iberia e America Latina ⁽²⁾	12.629	13.543
Internazionale	4.920	4.814
Energie Rinnovabili	992	804
Capogruppo	897	1.090
Servizi e Altre attività	1.428	1.612
Elisioni e rettifiche	(5.387)	(4.981)

(1) Di cui 951 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(2) Di cui 253 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Mercato

Alla Divisione Mercato sono demandate le attività commerciali con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. Tali attività sono espletate da:

- > Enel Servizio Elettrico e Vallenergie (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la vendita di energia elettrica sul mercato di maggior tutela;
- > Enel Energia per la vendita di energia elettrica sul mercato libero e sul mercato di salvaguardia e per la vendita di gas naturale alla clientela finale.

Dati operativi

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Clienti <i>mass market</i>	7.148	7.073	75	1,1%
Clienti <i>business</i> ⁽¹⁾	3.134	5.434	(2.300)	-42,3%
Clienti in regime di salvaguardia	1.039	1.537	(498)	-32,4%
Totale mercato libero	11.321	14.044	(2.723)	-19,4%
Totale mercato regolato (mercato di maggior tutela)	18.261	19.470	(1.209)	-6,2%
TOTALE	29.582	33.514	(3.932)	-11,7%

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).

L'energia venduta nel primo trimestre 2010 è pari a 29.582 milioni di kWh, in diminuzione di 3.932 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, principalmente per effetto delle minori vendite sul mercato libero.

VENDITE DI GAS NATURALE

Milioni di m ³	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾	1.767	1.585	182	11,5%
Clienti <i>business</i>	602	582	20	3,4%
Totale	2.369	2.167	202	9,3%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel primo trimestre 2010 è pari a 2.369 milioni di metri cubi, in aumento di 202 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio. Tale incremento è attribuibile essenzialmente ai maggiori volumi venduti alla clientela *mass market*, cui si aggiunge l'incremento delle vendite ai clienti *business*.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Ricavi	5.088	5.998	(910)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(181)	(96)	(85)
<i>Margine operativo lordo</i>	157	116	41
Risultato operativo	78	55	23
Attività operative	7.635	6.598 ⁽¹⁾	1.037
Passività operative	5.825	5.471 ⁽¹⁾	354
Dipendenti a fine periodo (n.)	3.948	3.962 ⁽¹⁾	(14)
Investimenti	4	7	(3)

(1) Al 31 dicembre 2009.

I **ricavi** del primo trimestre 2010 ammontano a 5.088 milioni di euro, in diminuzione di 910 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009 (-15,2%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- > minori ricavi sui mercati regolati dell'energia elettrica per 536 milioni di euro, connessi essenzialmente al decremento della quantità vendute di energia elettrica (-1,2 TWh) ai clienti in regime di maggior tutela. A tale effetto si aggiunge la riduzione dei prezzi medi di vendita, in particolare della componente a copertura dei costi di generazione;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 287 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai minori quantitativi venduti (-2,7 TWh);
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 87 milioni di euro, dovuti essenzialmente ai minori prezzi medi di vendita pur in presenza di un aumento delle quantità vendute.

Il **margin operativo lordo** del primo trimestre 2010 si attesta a 157 milioni di euro, in aumento di 41 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2009. Tale incremento è sostanzialmente imputabile:

- > alla variazione positiva per 22 milioni di euro della valutazione al *fair value* dei derivati sull'energia elettrica, in presenza di un margine di energia elettrica sulle attività di vendita sul mercato libero sostanzialmente invariato;
- > all'incremento del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nei mercati regolati per 10 milioni di euro, prevalentemente riferibile alla rilevazione di maggiori ricavi riconosciuti per il servizio di vendita e alla riduzione dei costi di approvvigionamento; tali effetti positivi sono parzialmente compensati dal decremento delle quantità vendute;
- > al decremento del margine gas per 4 milioni di euro, dovuto sostanzialmente ai minori prezzi medi di vendita anche in presenza di maggiori quantitativi venduti e di minori costi di approvvigionamento;
- > alla riduzione dei costi operativi per 11 milioni di euro, connessa essenzialmente al decremento degli oneri di connessione per i clienti in regime di maggior tutela.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2010, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 79 milioni di euro (61 milioni di euro nell'analogo periodo del 2009), è pari a 78 milioni di euro, in aumento di 23 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2009. L'incremento degli ammortamenti e delle perdite di valore è prevalentemente riferibile alle maggiori svalutazioni rilevate sui crediti commerciali.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 4 milioni di euro, in diminuzione di 3 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2009.

Generazione ed Energy Management

La Divisione Generazione ed Energy Management opera nei settori dell'energia elettrica e dei prodotti energetici. Le principali attività espletate dalla Divisione risultano così articolate:

- > produzione e vendita di energia elettrica:
 - generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione e Hydro Dolomiti Enel (quest'ultima limitatamente alla Provincia di Trento);
 - *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Hungary ed Enel Trade Romania;
- > approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite Enel Trade:
 - approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo;
 - vendita di gas naturale a clienti "distributori";
- > sviluppo di progetti di stoccaggio di gas naturale (tramite Enel Stoccaggi), di impianti di rigassificazione (tramite Nuove Energie) e di progetti di generazione da fonte nucleare (tramite Sviluppo Nucleare Italia).

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Termoelettrica	12.943	12.425	518	4,2%
Idroelettrica	4.827	5.413	(586)	-10,8%
Altre fonti	1	-	1	-
Totale produzione netta	17.771	17.838	(67)	-0,4%

Nel primo trimestre 2010 la produzione netta di energia elettrica ammonta a 17.771 milioni di kWh, risultando sostanzialmente in linea con quella registrata nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, la crescita della produzione termoelettrica (+518 milioni di kWh) è stata parzialmente compensata dalla riduzione della produzione idroelettrica (-586 milioni di kWh), dovuta alle peggiori condizioni di idraulicità del primo trimestre 2010.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2010		2009		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	247	1,8%	705	5,3%	(458)	-65,0%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	177	1,3%	931	7,0%	(754)	-81,0%
<i>Totale olio combustibile</i>	<i>424</i>	<i>3,1%</i>	<i>1.636</i>	<i>12,3%</i>	<i>(1.212)</i>	<i>-74,1%</i>
Gas naturale	5.375	39,1%	4.450	33,4%	925	20,8%
Carbone	7.831	56,9%	7.115	53,4%	716	10,1%
Altri combustibili	123	0,9%	128	0,9%	(5)	-3,9%
TOTALE	13.753	100,0%	13.329	100,0%	424	3,2%

La produzione termoelettrica lorda del primo trimestre 2010 è aumentata rispetto a quella dell'analogo periodo del 2009 del 3,2%. La crescita ha riguardato sia la produzione da gas naturale (+20,8%), dovuta principalmente al maggior funzionamento degli impianti a ciclo combinato, anche a seguito della parziale ripresa economica rispetto all'analogo periodo del 2009 caratterizzato dall'emergenza gas; sia la produzione da carbone (+10,1%), da riferirsi principalmente alla progressiva messa a regime delle sezioni 3 e 4 della centrale di Torvaldaliga Nord. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla significativa riduzione della produzione da olio combustibile, dovuta a uno sfavorevole scenario dei prezzi dei combustibili che ha reso non competitivo l'utilizzo di questa materia prima.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Ricavi	4.468	5.270	(802)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	203	165	38
<i>Margine operativo lordo</i>	660	918	(258)
Risultato operativo	520	749	(229)
Attività operative	15.329	15.054 ⁽¹⁾	275
Passività operative	3.885	4.218 ⁽¹⁾	(333)
Dipendenti a fine periodo (n.)	6.648	6.703 ⁽¹⁾	(55)
Investimenti	131	169	(38)

(1) Al 31 dicembre 2009.

I **ricavi** del primo trimestre 2010 ammontano a 4.468 milioni di euro, in diminuzione di 802 milioni di euro (-15,2%) rispetto all'analogo periodo del 2009 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 447 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-2,6 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi da vendite di energia elettrica per 88 milioni di euro, riconducibili per 357 milioni di euro alle minori vendite destinate al mercato libero della Divisione Mercato (-2,7 TWh), parzialmente compensate dai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale ed estero (+252 milioni di euro);
- > minori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Elettrici per 218 milioni di euro, cui si aggiungono minori ricavi per vendite di CERs (*Certified Emission Reduction*) per 7 milioni di euro;
- > minori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 160 milioni di euro, attribuibili alla riduzione dei ricavi da vendita di gas naturale per 152 milioni di euro e al decremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 8 milioni di euro.

Tali effetti sono parzialmente compensati da:

- > maggiori ricavi relativi ai corrispettivi per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 84 milioni di euro, a seguito dell'aumento dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto e del corrispettivo riconosciuto agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema;

> maggiori ricavi per 63 milioni di euro per la crescita dell'attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica (+5,0 TWh).

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2010 si attesta a 660 milioni di euro, in calo di 258 milioni di euro (-28,1%) rispetto ai 918 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2009. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile alla riduzione del margine da *trading* di gas naturale.

Il **risultato operativo** si attesta a 520 milioni di euro, in diminuzione di 229 milioni di euro (-30,6%) rispetto al primo trimestre 2009, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 29 milioni di euro, da riferirsi prevalentemente alla revisione della vita utile di taluni impianti.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre 2010 ammontano a 131 milioni di euro e sono prevalentemente riferibili a impianti di generazione. I principali investimenti riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 118 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 87 milioni di euro).

Ingegneria e Innovazione

La Divisione Ingegneria e Innovazione ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Ricavi	174	275	(101)
Margine operativo lordo	2	3	(1)
Risultato operativo	1	3	(2)
Attività operative	249	342 ⁽¹⁾	(93)
Passività operative	331	363 ⁽¹⁾	(32)
Dipendenti a fine periodo (n.)	1.216	1.202 ⁽¹⁾	14
Investimenti	1	-	1

(1) Al 31 dicembre 2009.

I **ricavi** del primo trimestre 2010 ammontano a 174 milioni di euro, in calo di 101 milioni di euro (-36,7%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 115 milioni di euro, prevalentemente riferibili al processo di riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 21 milioni di euro, per effetto del completamento delle attività finalizzate allo sviluppo di alcune centrali termoelettriche spagnole;
- > maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 29 milioni di euro, prevalentemente connesse alla realizzazione di impianti a ciclo combinato di Nevinnomysskaya (16 milioni di euro) e Marcinelle (12 milioni di euro), oltre ad attività di ammodernamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (7 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività nei confronti di Enel Maritza East 3 (5 milioni di euro) e di Enelco (1 milione di euro).

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 2 milioni di euro nel primo trimestre 2010, mostrando un andamento in linea con il valore registrato nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** ammonta a 1 milioni di euro nel primo trimestre 2010, con un decremento, pari a 2 milioni di euro, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Infrastrutture e Reti

Alla Divisione Infrastrutture e Reti è prevalentemente demandata la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica.

Le attività sono sostanzialmente espletate da:

- > Enel Distribuzione e Deval (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la distribuzione di energia elettrica;
- > Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

Dati operativi

TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA

	1° trimestre		
	2010	2009	Variazioni
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	61.957	60.156	1.801 3,0%

L'andamento dell'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo trimestre 2010 riflette l'aumento della richiesta di energia nel Paese, connesso anche alla ripresa economica che ha caratterizzato i primi mesi del 2010 rispetto all'analogo periodo del 2009.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Ricavi	1.697	1.558	139
<i>Margine operativo lordo</i>	921	895	26
Risultato operativo	708	685	23
Attività operative	17.246	17.272 ⁽¹⁾	(26)
Passività operative	5.680	5.682 ⁽¹⁾	(2)
Dipendenti a fine periodo (n.)	19.571	19.700 ⁽¹⁾	(129)
Investimenti	238	249	(11)

(1) Al 31 dicembre 2009.

I **ricavi** del primo trimestre 2010 ammontano a 1.697 milioni di euro, in aumento di 139 milioni di euro (+8,9%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo del 2009; tale variazione è principalmente dovuta ai seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 127 milioni di euro, derivanti dall'incremento dei prezzi medi di trasporto (comprensivi dei meccanismi di perequazione), a seguito degli aggiornamenti tariffari previsti dal nuovo periodo regolatorio 2008-2011, e dall'aumento delle quantità di energia elettrica distribuita ai clienti finali (+1,8 TWh);
- > maggiori contributi relativi ai titoli di efficienza elettrica per 12 milioni di euro;
- > minori contributi di allacciamento per 4 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 921 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 26 milioni di euro (+2,9%), sostanzialmente riconducibile a:

- > un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 87 milioni di euro;

- > il minor margine conseguente alla cessione della rete elettrica in alta tensione, avvenuta in data 1° aprile 2009, per complessivi 33 milioni di euro;
- > rilevazione nel primo trimestre 2009 di partite pregresse positive, pari a 22 milioni di euro, relative ad acquisti di energia elettrica dall'Acquirente Unico, a seguito dell'attività di allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione (ex delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 177/07 e successive) svolta da Terna ed Enel Distribuzione;
- > minori contributi di allacciamento per 4 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 213 milioni di euro (210 milioni di euro nel primo trimestre 2009), si attesta a 708 milioni di euro, in aumento di 23 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2009 (+3,4%).

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre 2010 ammontano a 238 milioni di euro, con una riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente di 11 milioni di euro, e sono da riferire principalmente agli interventi sulla rete elettrica a media e bassa tensione per richieste di clienti e terzi. Il decremento tra i due periodi in esame è invece da correlare alla progressiva riduzione degli investimenti relativi al progetto "Contatore elettronico".

Iberia e America Latina

La Divisione Iberia e America Latina ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività del Gruppo Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

A seguito dell'operazione di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, le attività riferibili alla società Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR) e alle società da essa controllate sono confluite dalla Divisione Iberia e America Latina nella Divisione Energie Rinnovabili. Pertanto, i risultati di tali attività relativamente al primo trimestre 2010, al termine del quale è avvenuto il trasferimento sopra citato, sono riflessi nella Divisione Iberia e America Latina, mentre i dati patrimoniali delle stesse attività al 31 marzo 2010 sono inclusi nella Divisione Energie Rinnovabili.

Si evidenzia inoltre che, a seguito dell'operazione di acquisizione dell'ulteriore quota del 25,01% del capitale di Endesa, avvenuta in data 25 giugno 2009, la stessa è stata consolidata a partire da tale data con il metodo integrale anziché con il metodo proporzionale. Conseguentemente, i dati economici e operativi (ove non diversamente indicato) relativi al primo trimestre 2009 sono determinati tenendo conto di tale diverso metodo di consolidamento e pertanto in misura pari alla quota di competenza del Gruppo (67,05%).

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Termoelettrica	13.765	12.186	1.579	13,0%
Nucleare	6.493	4.571	1.922	42,0%
Idroelettrica	11.120	7.494	3.626	48,4%
Eolica	526	597	(71)	-11,9%
Altre fonti	60	46	14	30,4%
Totale produzione netta	31.964	24.894	7.070	28,4%

La produzione netta effettuata nel primo trimestre 2010 è pari a 31.964 milioni di kWh, con un incremento di 7.070 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2009.

Nel primo trimestre 2010 la produzione netta nella penisola iberica si incrementa di 3.238 milioni di kWh: l'incremento relativo al cambio del metodo di consolidamento (+6.748 milioni di kWh) e la maggior produzione idroelettrica (+25,4%) sono solo parzialmente compensati dalla minor produzione termoelettrica (-34,2%) e dalla minor produzione nucleare, da riferire all'indisponibilità della centrale di Ascó II e alle fermate programmate di alcuni impianti. A tale fenomeno si aggiunge, inoltre, la maggior produzione in America Latina per 3.866 milioni di kWh, da riferire prevalentemente all'effetto del diverso metodo di consolidamento (+5.304 milioni di kWh), parzialmente compensato dalla riduzione nella produzione termoelettrica in Argentina e Cile (quest'ultima anche a causa del terremoto) e dalla minore produzione idroelettrica in Colombia, dovuta alla minore idraulicità del periodo.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2010		2009		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.950	9,2%	1.223	7,0%	727	59,4%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	65	0,3%	264	1,5%	(199)	-75,4%
<i>Totale olio combustibile</i>	<i>2.015</i>	<i>9,5%</i>	<i>1.487</i>	<i>8,5%</i>	<i>528</i>	<i>35,5%</i>
Gas naturale	6.780	32,0%	5.301	30,4%	1.479	27,9%
Carbone	4.138	19,5%	4.968	28,4%	(830)	-16,7%
Combustibile nucleare	6.785	32,1%	4.743	27,2%	2.042	43,1%
Altri combustibili	1.460	6,9%	963	5,5%	497	51,6%
TOTALE	21.178	100,0%	17.462	100,0%	3.716	21,3%

L'incremento della produzione termica lorda, pari a 3.716 milioni di kWh, è riferibile sostanzialmente all'effetto della variazione del metodo di consolidamento di Endesa (+8.581 milioni di kWh), solo parzialmente compensato dalla riduzione della generazione termoelettrica (-4.865 milioni di kWh).

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Mercato libero:				
- penisola iberica	27.727	8.962	18.765	209,4%
- America Latina	1.864	1.123	741	66,0%
Totale mercato libero	29.591	10.085	19.506	193,4%
Mercato regolato:				
- penisola iberica	-	8.537	(8.537)	-100,0%
- America Latina	10.865	6.906	3.959	57,3%
Totale mercato regolato	10.865	15.443	(4.578)	-29,6%
TOTALE	40.456	25.528	14.928	58,5%
- di cui penisola iberica	27.727	17.499	10.228	58,4%
- di cui America Latina	12.729	8.029	4.700	58,5%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate dalla Divisione Iberia e America Latina nel primo trimestre 2010 sono pari a 40.456 milioni di kWh, in aumento di 14.928 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2009. Tale incremento si riferisce per 12.545 milioni di kWh all'effetto del cambio di metodo di consolidamento, cui si aggiunge un incremento delle vendite particolarmente concentrato in Europa, a seguito di un aumento della domanda di energia elettrica. Si segnala, infine, che a seguito dell'introduzione nel mercato spagnolo della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), avvenuta in data 1° luglio 2009, a partire da tale data tutte le vendite su tale mercato sono da considerarsi effettuate sul mercato libero.

Risultati economici

	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Ricavi	7.495	3.729	3.766
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	36	(337)	373
<i>Margine operativo lordo</i>	2.001	1.171	830
Risultato operativo	1.317	709	608
Attività operative ⁽¹⁾	78.114	78.936 ⁽²⁾	(822)
Passività operative ⁽³⁾	12.629	13.543 ⁽²⁾	(914)
Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾	25.997	26.305 ⁽²⁾	(308)
Investimenti ⁽⁵⁾	381	386	(5)

(1) Di cui 951 milioni di euro al 31 marzo 2010 (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Al 31 dicembre 2009.

(3) Di cui 253 milioni di euro al 31 marzo 2010 (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Include 1.458 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (1.330 unità al 31 dicembre 2009).

(5) Il dato del primo trimestre 2010 non include 7 milioni di euro di investimenti relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (8 milioni di euro nel primo trimestre 2009).

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	1° trimestre			1° trimestre			1° trimestre		
	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione
Europa	5.399	2.359	3.040	1.284	676	608	864	358	506
America Latina	2.096	1.370	726	717	495	222	453	351	102
Totale	7.495	3.729	3.766	2.001	1.171	830	1.317	709	608

I **ricavi** del primo trimestre 2010 sono in aumento di 3.766 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi in Europa per 3.040 milioni di euro, riferibili alla variazione del perimetro di consolidamento per 1.159 milioni di euro e all'applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della sopra citata TUR per 1.240 milioni di euro che ha comportato la rilevazione separata nel Conto economico della società di vendita dei ricavi e dei costi riferiti rispettivamente alla vendita e all'acquisto di energia elettrica comprensivi dei relativi costi di trasporto, che erano stati invece compensati antecedentemente a tale applicazione. A tali fenomeni si aggiungono maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare per 186 milioni di euro (che nel primo trimestre 2009 risentivano di partite pregresse negative), nonché l'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18 (115 milioni di euro) che comporta (a partire dal 1° gennaio 2010) la rilevazione a Conto economico del ricavo a seguito della cessione da parte del cliente di attività funzionali alla fornitura di beni e servizi durante il periodo in cui ne è garantita l'accessibilità;
- > maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 726 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla variazione del metodo di consolidamento per 673 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 2.001 milioni di euro, in crescita di 830 milioni di euro (+70,9%) rispetto al primo trimestre 2009. In particolare, si evidenzia:

- > l'aumento del margine operativo lordo in Europa per 608 milioni di euro, relativo al cambio di metodo di consolidamento di Endesa per 332 milioni di euro e all'incremento del margine energia elettrica, rilevato soprattutto nelle attività di vendita e distribuzione;
- > la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 222 milioni di euro, sostanzialmente riferibile per 243 milioni di euro al cambio del metodo di consolidamento sopra citato, parzialmente compensato dal minor margine correlato prevalentemente alle attività di generazione, con particolare riferimento al Cile.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2010 è pari a 1.317 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009, un incremento di 608 milioni di euro, di cui 348 milioni di euro riferibili alla variazione del metodo di consolidamento di Endesa.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 381 milioni di euro, mostrando un andamento in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo trimestre 2010 si riferiscono per 136 milioni di euro a impianti di generazione e per 206 milioni di euro a interventi sulla rete elettrica (di cui 122 milioni di euro in Europa).

Internazionale

La Divisione Internazionale ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere non comprese nel mercato iberico e nel mercato latinoamericano, gestiti dalla Divisione Iberia e America Latina, monitorando e sviluppando le opportunità di *business* che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e dei combustibili.

Le principali aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Europa centrale, con attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne), sviluppo di impianti termoelettrici e attività di supporto in Belgio (Marcinelle Energie e Enel Operations Belgium);
- > Europa sud-orientale, con attività di generazione e supporto tecnico alla stessa in Bulgaria (Enel Maritza East 3 ed Enel Operations Bulgaria), di sviluppo di capacità di generazione in Romania (Enel Productie), di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia, Enel Romania ed Enel Servicii Comune) e di sviluppo di impianti termoelettrici (Enelco) in Grecia;
- > Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergosbyt), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGC-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa. I dati riferiti al primo trimestre 2009 includono i risultati di SeverEnergia, società ceduta nella seconda metà del 2009.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Termoelettrica	13.065	11.243	1.822	16,2%
Nucleare	3.752	3.581	171	4,8%
Idroelettrica	1.059	1.030	29	2,8%
Altre fonti	4	-	4	-
Totale produzione netta	17.880	15.854	2.026	12,8%

La produzione netta effettuata all'estero nel primo trimestre 2010 è pari a 17.880 milioni di kWh, con un incremento di 2.026 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2009 riferibile alla maggiore produzione di Enel OGC-5 (+1.504 milioni di kWh), di Enel Maritza East 3 (+325 milioni di kWh) e di Slovenské elektrárne (+197 milioni di kWh). La crescita è sostanzialmente da attribuire all'incremento generalizzato della domanda nei mercati di riferimento, cui si aggiunge l'effetto, per quanto riguarda Enel Maritza East 3, del funzionamento a pieno regime della centrale a valle del completamento dei lavori di *refurbishment*.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2010		2009		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	46	0,2%	41	0,3%	5	12,2%
Gas naturale	5.686	31,6%	4.981	31,2%	705	14,2%
Carbone	8.239	45,8%	7.059	44,3%	1.180	16,7%
Combustibile nucleare	4.029	22,4%	3.855	24,2%	174	4,5%
Totale	18.000	100,0%	15.936	100,0%	2.064	13,0%

La produzione termica lorda del primo trimestre 2010 si incrementa di 2.064 milioni di kWh, attestandosi a 18.000 milioni di kWh. L'incremento, che ha riguardato tutte le tipologie di combustibili e le tecnologie impiantistiche, consegue all'aumento della domanda di energia elettrica derivante da una parziale ripresa dell'economia internazionale. La crescita maggiore riguarda la produzione da carbone con una maggiore contribuzione da parte di Enel OGK-5 (836 milioni di kWh) e di Enel Maritza East 3 (360 milioni di kWh).

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Mercato libero:				
- Romania	213	306	(93)	-30,4%
- Francia	1.480	967	513	53,1%
- Russia	2.040	727	1.313	-
Totale mercato libero	3.733	2.000	1.733	86,7%
Mercato regolato:				
- Romania	2.281	2.367	(86)	-3,6%
- Russia	3.336	4.191	(855)	-20,4%
Totale mercato regolato	5.617	6.558	(941)	-14,3%
TOTALE	9.350	8.558	792	9,3%
- di cui Romania	2.494	2.673	(179)	-6,7%
- di cui Francia	1.480	967	513	53,1%
- di cui Russia	5.376	4.918	458	9,3%

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel primo trimestre 2010 si incrementano di 792 milioni di kWh, con una crescita riferibile prevalentemente alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 513 milioni di kWh, per effetto della maggiore *anticipated capacity* a disposizione rispetto all'analogo periodo del 2009, e al mercato russo per 458 milioni di kWh a seguito dell'allargamento delle attività in Russia. Tale incremento è solo parzialmente compensato dalle minori vendite delle società rumene per 179 milioni di kWh, prevalentemente da attribuire al calo dei consumi rilevato in particolare nella regione servita da Enel Energie Muntenia.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Ricavi	1.638	1.398	240
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(5)	1	(6)
<i>Margine operativo lordo</i>	377	381	(4)
Risultato operativo	236	253	(17)
Attività operative	12.903	12.292 ⁽¹⁾	611
Passività operative	4.920	4.814 ⁽¹⁾	106
Dipendenti a fine periodo (n.)	15.579	15.752 ⁽¹⁾	(173)
Investimenti	204	177	27

(1) Al 31 dicembre 2009.

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	1° trimestre			1° trimestre			1° trimestre		
	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione
Europa centrale	691	680	11	219	278	(59)	135	195	(60)
Europa sud-orientale	321	309	12	69	52	17	30	25	5
Russia	626	409	217	89	51	38	71	33	38
Totale	1.638	1.398	240	377	381	(4)	236	253	(17)

I ricavi del primo trimestre 2010 sono in crescita di 240 milioni di euro (+17,2%) passando da 1.398 milioni di euro a 1.638 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > all'incremento dei ricavi in Russia per 217 milioni di euro, prevalentemente riferibile a Enel OGK-5 (108 milioni di euro) e ai maggiori ricavi di RusEnergoSbyt correlati alle maggiori quantità vendute;
- > all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 12 milioni di euro, sostanzialmente da collegare alla crescita dei ricavi di Enel Maritza East 3 per 14 milioni di euro correlata all'aumento dei prezzi di vendita, così come definiti dal *Purchase Price Agreement*, e al pieno funzionamento degli impianti; tale effetto è solo parzialmente compensato dai minori ricavi delle società rumene;
- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 11 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia per 8 milioni di euro e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 3 milioni di euro. Entrambe le variazioni sono da collegare a maggiori quantità vendute, il cui effetto ha più che compensato uno scenario di prezzi medi di vendita decrescenti.

Il margine operativo lordo ammonta a 377 milioni di euro e presenta un andamento in linea con il valore registrato nel primo trimestre 2009. Tale andamento è relativo:

- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 38 milioni di euro, per l'effetto congiunto del maggior margine di Enel OGK-5 pari a 23 milioni di euro e di RusEnergoSbyt per 11 milioni di euro, cui si aggiunge l'effetto positivo del deconsolidamento di SeverEnergia per 4 milioni di euro;

- > a un aumento del margine in Europa sud-orientale per 17 milioni di euro, il cui incremento è sostanzialmente connesso al miglior margine realizzato in Bulgaria per 10 milioni di euro dovuto all'entrata in esercizio di una nuova sezione dell'impianto di Enel Maritza East 3;
- > alla riduzione del margine operativo lordo in Europa centrale per 59 milioni di euro, di cui 40 milioni di euro relativi a Slovenské elektrárne (da riferire prevalentemente alla riduzione dei prezzi medi di vendita) e 19 milioni di euro relativi a Enel France, da attribuire anch'esso alla sfavorevole dinamica dei prezzi nei periodi a confronto.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2010 è pari a 236 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009, un decremento di 17 milioni di euro (-6,7%), tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 13 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 204 milioni di euro, in aumento di 27 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione si riferisce sostanzialmente ai maggiori investimenti su impianti di generazione (prevalentemente riferibili a Slovenské elektrárne).

Energie Rinnovabili

La Divisione Energie Rinnovabili ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie del Gruppo Enel. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Italia, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari (Enel Green Power, Enel Green Power Calabria, Maicor Wind, Italgest Wind, Enel Green Power Strambino Solar, Resit Altomonte, EnerLive e Anemos 1) e attività di impiantistica e *franchising* (Enel.si);
- > resto d'Europa, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR) ed Enel Unión Fenosa Renovables), International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, International Wind Parks of Rhodes, International Wind Parks of Achaia, Glafkos Hydroelectric Station e Aioliko Voskero in Grecia, Enel Green Power Bulgaria in Bulgaria, Enel Green Power Romania in Romania, ed Enel Erelis in Francia);
- > Americhe, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel North America ed Enel Latin America).

A seguito dell'operazione di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, ECyR, consolidata fino a tale riorganizzazione nel Gruppo Endesa, è entrata a far parte della Divisione Energie Rinnovabili. Pertanto, mentre i dati operativi ed economici del primo trimestre 2010 sono classificati nella Divisione Iberia e America Latina, i dati patrimoniali al 31 marzo 2010 di ECyR sono inclusi nella Divisione Energie Rinnovabili.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2010	2009		
Italia:				
Idroelettrica	1.431	1.506	(75)	-5,0%
Geotermoelettrica	1.248	1.227	21	1,7%
Eolica	220	147	73	49,7%
Totale produzione netta in Italia	2.899	2.880	19	0,7%
Estero:				
Idroelettrica	1.134	1.149	(15)	-1,3%
Geotermoelettrica	79	6	73	-
Eolica	732	563	169	30,0%
Altre fonti	77	82	(5)	-6,1%
Totale produzione netta all'estero	2.022	1.800	222	12,3%
TOTALE	4.921	4.680	241	5,1%

La produzione netta della Divisione aumenta nel primo trimestre 2010 di 241 milioni di kWh (+5,1%) raggiungendo i 4.921 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 222 milioni di kWh alla maggior generazione all'estero, la cui produzione eolica beneficia dell'avvio del parco eolico di Codesas II, cui si aggiunge

la maggior produzione geotermoelettrica a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti negli Stati Uniti (Still Water e Salt Wells).

La generazione in Italia risulta sostanzialmente in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente, in quanto la maggiore produzione eolica e geotermoelettrica (quest'ultima derivante dalla fermata di taluni impianti nel primo trimestre 2009) risulta parzialmente compensata dalla riduzione della produzione idroelettrica dovuta alla minore idraulicità del periodo.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Ricavi	457	415	42
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	25	9	16
<i>Margine operativo lordo</i>	326	293	33
Risultato operativo	262	238	24
Attività operative	8.512	6.423 ⁽¹⁾	2.089
Passività operative	992	804 ⁽¹⁾	188
Dipendenti a fine esercizio (n.)	2.882	2.685 ⁽¹⁾	197
Investimenti	150	106	44

(1) Al 31 dicembre 2009.

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	1° trimestre			1° trimestre			1° trimestre		
	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione
Italia	294	313	(19)	223	235	(12)	191	205	(14)
Europa	48	31	17	33	21	12	20	12	8
Americhe	115	71	44	70	37	33	51	21	30
Totale	457	415	42	326	293	33	262	238	24

I ricavi sono in aumento di 42 milioni di euro (+10,1%) passando da 415 milioni di euro a 457 milioni di euro. Tale variazione è connessa ai maggiori ricavi nelle Americhe per 44 milioni di euro (dovuti a maggiori ricavi da vendita di energia elettrica e da *tax partnership* nonché alla rilevazione nel primo trimestre 2009 di alcune partite pregresse negative) e ai maggiori ricavi in Europa per 17 milioni di euro a seguito della maggiore produzione eolica in Spagna, Francia e Grecia, pur in presenza di una riduzione dei prezzi medi di vendita. Tali fenomeni sono solo parzialmente compensati dai minori ricavi in Italia per 19 milioni di euro.

In particolare, con riferimento alle attività in Italia la variazione dei ricavi è connessa sostanzialmente:

> alle minori vendite di energia elettrica per 23 milioni di euro, prevalentemente riferibili a minori ricavi (30 milioni di euro) sulla Borsa dell'energia elettrica, minori ricavi (5 milioni di euro) da impianti non rilevanti (ex decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04) e minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (3 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati da maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali per 10 milioni di euro;

- > a minori contributi in conto esercizio per 9 milioni di euro;
- > ai maggiori ricavi di Enel.si per 12 milioni di euro, prevalentemente connessi alla vendita di pannelli fotovoltaici;
- > a maggiori vendite di certificati verdi per 6 milioni di euro.

Il **marginе operativo lordo** ammonta a 326 milioni di euro, in crescita di 33 milioni di euro (+11,3%) rispetto al primo trimestre 2009; tale crescita è riferibile:

- > all'incremento del margine realizzato nelle Americhe per 33 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alle partite pregresse negative rilevate nel primo trimestre 2009;
- > all'aumento del margine realizzato negli altri Paesi europei, pari a 12 milioni di euro, sostanzialmente riferibile ai maggiori margini di generazione realizzati a seguito delle maggiori quantità prodotte;
- > alla riduzione del margine in Italia per 12 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del minor margine energia elettrica per 8 milioni di euro (pur in presenza di risultati positivi della gestione del rischio *commodity* per 15 milioni di euro) e del citato decremento dei contributi in conto esercizio; tali effetti sono parzialmente compensati dall'incremento del margine di Enel.si per 4 milioni di euro.

Il **risultato operativo** è pari a 262 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al primo trimestre 2009, una crescita di 24 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 9 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre 2010 ammontano a 150 milioni di euro, con un incremento di 44 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti sono stati realizzati in Italia per 85 milioni di euro (41 milioni di euro nell'analogo periodo del 2009) e all'estero per 65 milioni di euro (65 milioni di euro nei primi tre mesi del 2009), e si riferiscono prevalentemente a nuove realizzazioni di impianti di generazione.

Capogruppo, Servizi e Altre attività

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Capogruppo			
Ricavi	136	183	(47)
<i>Margine operativo lordo</i>	2	36	(34)
Risultato operativo	1	34	(33)
Attività operative	1.418	1.229 ⁽¹⁾	189
Passività operative	897	1.090 ⁽¹⁾	(193)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	757	731 ⁽¹⁾	26
Servizi e Altre attività			
Ricavi	248	250	(2)
<i>Margine operativo lordo</i>	32	35	(3)
Risultato operativo	7	12	(5)
Attività operative	2.036	2.197 ⁽¹⁾	(161)
Passività operative	1.428	1.612 ⁽¹⁾	(184)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	4.147	4.168 ⁽¹⁾	(21)
Investimenti	24	15	9

(1) Al 31 dicembre 2009.

Capogruppo

La Capogruppo Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività.

Svolge inoltre la funzione di tesoreria centrale, provvede alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce assistenza e indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile, amministrativa, fiscale, legale e societaria. Inoltre Enel è attualmente titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica.

Risultati economici

I **ricavi** del primo trimestre 2010 risultano pari a 136 milioni di euro, con un decremento di 47 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-25,7%) riferibile a:

- > minori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 23 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla riduzione del prezzo medio di vendita di energia con quantità sostanzialmente invariate;
- > minori ricavi per attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo per 24 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2010, pari a 2 milioni di euro, registra un decremento di 34 milioni di euro; tale andamento è prevalentemente connesso alla riduzione del margine energia (17 milioni di euro) e ai maggiori costi operativi per 13 milioni di euro.

Il **risultato operativo** è pari a 1 milione di euro, in diminuzione di 33 milioni di euro rispetto a quello del primo trimestre 2009, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Servizi e Altre attività

L'area Servizi e Altre attività si propone prevalentemente di assicurare servizi competitivi alle società del Gruppo, quali le attività immobiliari e di *facility*, i servizi informatici, i servizi di formazione e gestione amministrativa del personale, i servizi di amministrazione, il *factoring* e i servizi assicurativi.

Risultati economici

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività del primo trimestre 2010 sono pari a 248 milioni di euro, presentando un andamento sostanzialmente in linea con il valore registrato nell'analogo periodo del 2009. Tale andamento riflette sostanzialmente le minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati (4 milioni di euro), la contrazione dei canoni di locazione e la riduzione dei ricavi per lavori in corso principalmente verso le Divisioni Mercato e Infrastrutture e Reti, relativi alla conclusione di alcuni progetti di sviluppo informatico; tali effetti sono solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi per servizi (informatici, immobiliari, *staff*) per 6 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** del primo trimestre 2010 è pari a 32 milioni di euro, con un decremento di 3 milioni di euro (-8,6%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento risente essenzialmente delle citate minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2010 si attesta a 7 milioni di euro, in diminuzione di 5 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2009, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 2 milioni di euro, dovuti all'entrata in esercizio di immobilizzazioni immateriali e a nuovi investimenti relativi a *software*.

Situazione contabile consolidata

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	1° trimestre			
	2010	2009	Variazioni	
Totale ricavi	18.117	15.116	3.001	19,9%
Totale costi	13.717	11.008	2.709	24,6%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	78	(258)	336	-
MARGINE OPERATIVO LORDO	4.478	3.850	628	16,3%
Ammortamenti e perdite di valore	1.348	1.110	238	21,4%
RISULTATO OPERATIVO	3.130	2.740	390	14,2%
Proventi finanziari	804	1.594	(790)	-49,6%
Oneri finanziari	1.741	1.278	463	36,2%
Totale proventi/(oneri) finanziari	(937)	316	(1.253)	-
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	9	(7)	-77,8%
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	2.195	3.065	(870)	-28,4%
Imposte	869	807	62	7,7%
Risultato delle <i>continuing operations</i>	1.326	2.258	(932)	-41,3%
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	(134)	134	-100,0%
RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)	1.326	2.124	(798)	-37,6%
Quota di pertinenza di terzi	276	216	60	27,8%
Quota di pertinenza del Gruppo	1.050	1.908	(858)	-45,0%
<i>Risultato netto del Gruppo per azione (euro)</i> ⁽¹⁾	0,11	0,20	(0,09)	-45,0%

(1) Il risultato netto diluito del Gruppo per azione coincide con il risultato netto del Gruppo per azione. Ai fini comparativi, il risultato netto del Gruppo per azione del primo trimestre 2009 è calcolato tenendo conto degli effetti diluitivi connessi all'aumento di capitale conclusosi il 9 luglio 2009.

Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	1° trimestre	
	2010	2009
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	1.326	2.124
Altre componenti di Conto economico complessivo:		
- Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	(220)	(432)
- Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	25	-
- Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	50	11
- Differenze di cambio	1.079	107
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	934	(314)
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO	2.260	1.810
Quota di pertinenza:		
- del Gruppo	1.500	1.485
- di terzi	760	325

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 31.03.2010	al 31.12.2009	Variazione
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali	94.942	94.367	575
- Avviamento	19.641	19.372	269
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	996	1.029	(33)
- Altre attività non correnti ⁽¹⁾	16.539	16.227	312
Totale	132.118	130.995	1.123
Attività correnti			
- Crediti commerciali	14.664	13.010	1.654
- Rimanenze	2.348	2.500	(152)
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.978	4.170	1.808
- Altre attività correnti ⁽²⁾	8.759	9.210	(451)
Totale	31.749	28.890	2.859
Attività possedute per la vendita	1.000	572	428
TOTALE ATTIVITÀ	164.867	160.457	4.410
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
- Patrimonio netto di Gruppo	34.006	32.505	1.501
- Patrimonio netto di terzi	12.295	11.848	447
Totale patrimonio netto	46.301	44.353	1.948
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine	58.535	55.850	2.685
- Fondi diversi e passività per imposte differite	22.120	22.201	(81)
- Altre passività non correnti	4.634	4.793	(159)
Totale	85.289	82.844	2.445
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	10.036	10.451	(415)
- Debiti commerciali	10.167	11.174	(1.007)
- Altre passività correnti	12.657	11.411	1.246
Totale	32.860	33.036	(176)
Passività possedute per la vendita	417	224	193
TOTALE PASSIVITÀ	118.566	116.104	2.462
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	164.867	160.457	4.410

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 31 marzo 2010 rispettivamente pari a 8.022 milioni di euro (7.936 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e 122 milioni di euro (108 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 31 marzo 2010 rispettivamente pari a 907 milioni di euro (767 milioni di euro al 31 dicembre 2009), 1.493 milioni di euro (2.353 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e 104 milioni di euro (97 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Uti indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Riserva da partic. valutate a patr. netto	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 31 dicembre 2008	6.186	662	1.453	2.255	6.827	(1.247)	206	-	4.056	20.398	5.897	26.295
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(131)	(131)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	4.056	-	-	-	(4.056)	-	-	-
Aumenti di capitale e variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6
Utile/(Perdita) complessivo rilevato	-	-	-	-	-	21	(444)	-	1.908	1.485	325	1.810
di cui:												
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	21	(444)	-	-	(423)	109	(314)
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	1.908	1.908	216	2.124
al 31 marzo 2009	6.186	662	1.453	2.256	10.883	(1.226)	(238)	-	1.908	21.884	6.097	27.981
al 31 dicembre 2009	9.403	5.293	1.453	2.260	10.759	(544)	(582)	8	4.455	32.505	11.848	44.353
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(313)	(313)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	4.455	-	-	-	(4.455)	-	-	-
Aumenti di capitale e variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato	-	-	-	-	-	593	(168)	25	1.050	1.500	760	2.260
di cui:												
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	593	(168)	25	-	450	484	934
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	1.050	1.050	276	1.326
al 31 marzo 2010	9.403	5.293	1.453	2.261	15.214	49	(750)	33	1.050	34.006	12.295	46.301

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Cash flow da attività operativa (A)	407	1.115	(708)
<i>di cui discontinued operations</i>	-	15	(15)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.140)	(1.133)	(7)
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(24)	(314)	290
Dimissione di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	375	-	375
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	(128)	(5)	(123)
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(917)	(1.452)	535
<i>di cui discontinued operations</i>	-	(15)	15
Variazione dei debiti finanziari netti	2.448	(719)	3.167
Dividendi pagati	(267)	(115)	(152)
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	-	2	(2)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	2.181	(832)	3.013
<i>di cui discontinued operations</i>	-	-	-
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	143	63	80
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	1.814	(1.106)	2.920
<i>di cui discontinued operations</i>	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	4.289	5.211	(922)
<i>di cui discontinued operations</i>	-	1	(1)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ^{(1) (2)}	6.103	4.105	1.998
<i>di cui discontinued operations</i>	-	1	(1)

(1) Di cui titoli a breve 104 milioni di euro al 31 marzo 2010 (53 milioni di euro al 31 marzo 2009).

(2) Di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 1 milione di euro al 31 marzo 2009.

Gestione economica, patrimoniale e finanziaria

Analisi della gestione economica del Gruppo

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	15.737	12.825	2.912
Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	1.265	1.244	21
Altri servizi, vendite e proventi diversi	1.115	1.047	68
Totale	18.117	15.116	3.001

Nel primo trimestre 2010 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 15.737 milioni di euro, in crescita di 2.912 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+22,7%). Tale aumento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

> aumento all'estero dei ricavi di energia elettrica e dei contributi assimilati per 3.701 milioni di euro principalmente correlato ai maggiori ricavi di Endesa per 3.402 milioni di euro. Tale incremento è riferibile essenzialmente al cambio del metodo di consolidamento (da proporzionale a integrale) effettuato a partire dalla fine di giugno 2009 (1.602 milioni di euro), nonché agli effetti positivi (pari a 1.240 milioni di euro) connessi ai cambiamenti regolatori derivanti dall'applicazione in Spagna, a partire dal 1° luglio 2009, della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR). In particolare, tali cambiamenti regolatori hanno comportato una modifica nella tipologia del servizio di vendita dell'energia elettrica nell'ex mercato regolato (non più effettuato dal distributore ma da una società di commercializzazione distinta - *Comercializadores de Ultimo Recurso*), con la conseguente rilevazione separata nel Conto economico delle società di vendita dei ricavi e dei costi riferiti rispettivamente alla vendita e all'acquisto di energia elettrica comprensivi dei relativi costi di trasporto, che sono stati invece compensati fino alla data di applicazione della TUR. A tali fenomeni si aggiungono maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare per 186 milioni di euro, nonché l'effetto, pari a 115 milioni di euro, dell'applicazione (a partire dal 1° gennaio 2010) delle disposizioni previste dall'IFRIC 18. Oltre all'incremento relativo a Endesa, la crescita dei ricavi da vendita di energia elettrica all'estero riflette, per 230 milioni di euro,

- la variazione positiva da riferire alle attività in Russia di Enel OGK-5 e RusEnergosbyt conseguente alle maggiori quantità prodotte e vendute;
- > diminuzione per complessivi 420 milioni di euro dei ricavi di vendita dell'energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento per effetto delle minori quantità vendute e del decremento dei prezzi medi unitari, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite all'Acquirente Unico (132 milioni di euro) riferibili sostanzialmente ai contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;
 - > riduzione per 548 milioni di euro dei ricavi connessi alla vendita e al trasporto di energia sui mercati finali domestici per effetto del calo complessivo delle quantità vendute e dei prezzi medi di vendita.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** nel primo trimestre 2010 sono pari a 1.265 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. In particolare, l'effetto positivo relativo all'aumento delle quantità vendute di gas naturale è sostanzialmente compensato dalla flessione dei prezzi medi di vendita.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo trimestre 2010 a 1.115 milioni di euro (1.047 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) evidenziando un incremento dovuto essenzialmente al consolidamento integrale di Endesa, il cui effetto è solo parzialmente compensato dalle minori vendite di certificati verdi per 217 milioni di euro.

Costi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2010	2009	Variazione
Acquisto di energia elettrica	6.211	5.579	632
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	1.725	1.445	280
Combustibili per <i>trading</i> e gas per vendite ai clienti finali	744	771	(27)
Materiali	350	234	116
Costo del personale	1.112	973	139
Servizi e godimento beni di terzi	3.405	1.615	1.790
Altri costi operativi	533	646	(113)
Costi capitalizzati	(363)	(255)	(108)
Totale	13.717	11.008	2.709

I costi per **acquisto di energia elettrica** sono in crescita nel primo trimestre 2010 di 632 milioni di euro (+11,3%). Tale andamento riflette principalmente i maggiori costi di acquisto di Endesa per 1.129 milioni di euro, connessi sostanzialmente ai maggiori acquisti di energia elettrica dovuti all'incremento della domanda, agli effetti (pari a 390 milioni di euro) derivanti dall'applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), descritta nel commento ai ricavi, nonché agli effetti (pari a 264 milioni di euro) della variazione del metodo di consolidamento della società spagnola a partire dalla fine di giugno 2009. Tale incremento risulta parzialmente compensato dalla contrazione degli acquisti di energia elettrica destinata alla vendita sui mercati domestici.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel primo trimestre 2010 sono pari a 1.725 milioni di euro, in aumento di 280 milioni di euro (+19,4%) rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento risente delle maggiori quantità consumate dalle società di generazione estere, riconducibili al cambio di metodo di consolidamento di Endesa avvenuto a partire dalla fine di giugno 2009.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano nel primo trimestre 2010 a 744 milioni di euro, rimanendo sostanzialmente invariati rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio 2009.

I costi per **materiali**, pari a 350 milioni di euro nel primo trimestre 2010, sono in crescita di 116 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, principalmente per effetto della differente contribuzione di Endesa conseguente al cambio del metodo di consolidamento.

Il **costo del personale** nel primo trimestre 2010 è pari a 1.112 milioni di euro, in crescita di 139 milioni di euro (+14,3%). Escludendo gli effetti derivanti dal diverso metodo di consolidamento di Endesa e l'incidenza degli oneri per il rinnovo contrattuale avvenuto nel corso del primo trimestre 2010, il costo del lavoro nei primi tre mesi del 2010 resta sostanzialmente invariato rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 3,0%.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo trimestre 2010 ammontano a 3.405 milioni di euro, in crescita di 1.790 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2009. Tale andamento è sostanzialmente correlato ai maggiori vettori passivi sull'energia elettrica sia delle società appartenenti alle Divisioni Mercato e Infrastrutture e Reti per complessivi 192 milioni di euro, sia ai maggiori vettori passivi sull'energia elettrica di Endesa per 1.464 milioni di euro; questi ultimi sono connessi agli effetti derivanti dai cambiamenti regolatori legati all'applicazione della TUR (850 milioni di euro), nonché al diverso metodo di consolidamento della società.

Gli **altri costi operativi** nel primo trimestre 2010 ammontano a 533 milioni di euro, in riduzione di 113 milioni di euro (-17,5%) rispetto al corrispondente periodo del 2009. Il decremento risente dei minori costi per certificati verdi per 243 milioni di euro, solo parzialmente compensati dall'incremento degli oneri diversi di gestione dovuto principalmente al consolidamento integrale di Endesa.

Nel primo trimestre 2010 i **costi capitalizzati** sono in crescita di 108 milioni di euro (+42,4%) per effetto principalmente dell'attività di ingegneria e innovazione e della contribuzione delle società estere.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono positivi per 78 milioni di euro nel primo trimestre 2010, a fronte di un valore negativo di 258 milioni di euro nei primi tre mesi del 2009. In particolare, il risultato dei primi tre mesi del 2010 è sostanzialmente riconducibile ai proventi netti realizzati nel periodo per 166 milioni di euro, compensati per 88 milioni di euro dagli oneri netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere alla fine del periodo.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel primo trimestre 2010 sono in crescita di 238 milioni di euro (+21,4%). La variazione risente sostanzialmente dei maggiori ammortamenti sulle attività materiali e immateriali (+243 milioni di euro), conseguenti alla variazione nel metodo di consolidamento di Endesa.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2010 si attesta a 3.130 milioni di euro, con una crescita di 390 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (+14,2%).

Gli **oneri finanziari netti** nel primo trimestre 2010 ammontano a 937 milioni di euro a fronte di proventi finanziari netti pari a 316 milioni di euro nello stesso periodo dell'esercizio precedente. In particolare, la diminuzione dei proventi finanziari, pari a 790 milioni di euro, è riconducibile prevalentemente alla rilevazione, effettuata nel primo trimestre 2009, dell'effetto positivo, pari a 970 milioni di euro, derivante dalla variazione di *fair value* dell'opzione di vendita concessa ad Acciona sulla partecipazione del 25,01% di Endesa e tenuto conto dell'esercizio anticipato della controparte sulla base degli accordi stipulati il 20 febbraio 2009.

L'incremento degli oneri finanziari per 463 milioni di euro risente sostanzialmente sia del cambio di metodo di consolidamento di Endesa sia dei maggiori oneri da contratti derivati e su cambi.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel primo trimestre 2010 è positiva per complessivi 2 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai primi tre mesi del 2009.

Le **imposte** del primo trimestre 2010 ammontano a 869 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 39,6% a fronte di un'incidenza del 26,3% nei primi tre mesi del 2009, che risente della rilevazione di alcuni proventi non rilevanti ai fini fiscali.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Attività non correnti – Euro 132.118 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 marzo 2010 a 94.942 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 575 milioni di euro originato sostanzialmente dagli investimenti del periodo (1.133 milioni di euro), dalle differenze cambio positive (1.341 milioni di euro), al netto degli ammortamenti e delle perdite di valore su tali attività (1.273 milioni di euro), oltre che dalla classificazione (406 milioni di euro) tra le "Attività possedute per la vendita" degli *asset* relativi a Endesa Gas, effettuata a partire dal primo trimestre 2010 a seguito delle decisioni assunte dal *management*.

L'*avviamento*, pari a 19.641 milioni di euro, si incrementa di 269 milioni di euro attribuibili sostanzialmente agli effetti netti derivanti dalle differenze cambio del periodo.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 996 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto all'esercizio precedente.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 16.539 milioni di euro e includono:

Milioni di euro			
	al 31.03.2010	al 31.12.2009	Variazione
Attività per imposte anticipate	6.145	6.238	(93)
Attività finanziarie non correnti	9.299	9.013	286
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	307	188	119
Altri crediti a lungo termine	788	788	-
Totale	16.539	16.227	312

L'incremento del periodo, pari a 312 milioni di euro, è dovuto ai seguenti principali fenomeni:

- > incremento pari a 286 milioni di euro delle attività finanziarie non correnti, sostanzialmente connesso alla variazione positiva delle partecipazioni in altre imprese e del *fair value* degli strumenti derivati per complessivi 257 milioni di euro;
- > aumento per 119 milioni di euro dei crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati, riferiti in prevalenza a maggiori crediti vantati da Endesa nei confronti del sistema elettrico spagnolo.

Attività correnti – Euro 31.749 milioni

I *crediti commerciali*, pari a 14.664 milioni di euro, sono in crescita di 1.654 milioni di euro. Tale variazione è correlata principalmente allo slittamento dei calendari di fatturazione sul mercato domestico dell'energia elettrica, a partire dall'esercizio 2009, verso gli ultimi giorni dei mesi dispari.

Le *rimanenze* sono pari a 2.348 milioni di euro e rimangono sostanzialmente invariate rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente.

Le *altre attività correnti*, pari a 8.759 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro			
	al 31.03.2010	al 31.12.2009	Variazione
Attività finanziarie correnti	3.759	4.186	(427)
Crediti tributari	1.420	1.534	(114)
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.879	2.047	(168)
Verso altri	1.701	1.443	258
Totale	8.759	9.210	(451)

Il decremento del periodo, pari a 451 milioni di euro, è dovuto ai seguenti principali fenomeni:

- > decremento di 427 milioni di euro delle attività finanziarie correnti, per effetto principalmente dei minori crediti finanziari a breve per complessivi 713 milioni di euro (di cui 375 milioni di euro relativi all'incasso dell'ultima *tranche* del credito vantato verso Gazprom relativo alla cessione di SeverEnergia e 189 milioni di euro alla variazione delle posizioni nell'ambito dei contratti di marginalità), parzialmente compensati dall'incremento delle attività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati per 192 milioni di euro;
- > decremento di 114 milioni di euro dei crediti tributari, relativo principalmente al maggior credito connesso alla determinazione delle imposte di periodo che

- è stato più che compensato dalla diminuzione dei crediti per IVA;
- > diminuzione di 168 milioni di euro dei crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati, da attribuire ai minori crediti vantati sui mercati domestico e spagnolo connessi all'applicazione dei meccanismi di perequazione;
 - > incremento degli altri crediti per 258 milioni di euro, principalmente correlato ai maggiori crediti per esiti positivi di derivati su *commodity* energetiche ancora da incassare.

Attività possedute per la vendita – Euro 1.000 milioni

Si riferiscono essenzialmente a talune attività detenute da Endesa in Grecia e in America Latina che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività possedute per la vendita nonché alle attività inerenti alle energie rinnovabili di Endesa, rientranti nell'accordo del 20 febbraio 2009, che non risultano ancora trasferite ad Acciona in attesa del completamento degli *iter* autorizzativi. La variazione rispetto al 31 dicembre 2009 riflette, oltre che la cessione della partecipazione dell'1% in Red Eléctrica de España, l'inclusione in tale voce delle attività di Endesa Gas.

Patrimonio netto di Gruppo – Euro 34.006 milioni

La variazione dei primi tre mesi del 2010 del patrimonio netto di Gruppo risente della rilevazione dell'utile di competenza del periodo (1.050 milioni di euro) nonché del risultato netto del primo trimestre 2010 rilevato direttamente a patrimonio netto (positivo per 450 milioni di euro).

Passività non correnti – Euro 85.289 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 58.535 milioni di euro (55.850 milioni di euro al 31 dicembre 2009), è costituita da prestiti obbligazionari per 36.899 milioni di euro (33.352 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti in euro e altre valute per 21.636 milioni di euro (22.498 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I *fondi diversi e passività per imposte differite*, pari a 22.120 milioni di euro al 31 marzo 2010 (22.201 milioni di euro al 31 dicembre 2009), includono TFR e altri benefici ai dipendenti pari a 3.131 milioni di euro (3.110 milioni di euro al 31 dicembre 2009), fondi rischi e oneri pari a 8.729 milioni di euro (8.846 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e passività per imposte differite che ammontano a 10.259 milioni di euro (10.245 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le *altre passività non correnti*, pari a 4.634 milioni di euro, risultano sostanzialmente invariate rispetto all'esercizio precedente (4.793 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Passività correnti – Euro 32.860 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine* si decrementano di 415 milioni di euro, passando da 10.451 milioni di euro di fine 2009 a 10.036 milioni di euro al 31 marzo 2010; tale variazione tiene conto per 302 milioni di euro dei rimborsi delle quote a breve dei prestiti obbligazionari. I *debiti commerciali*, pari a 10.167 milioni di euro, sono in diminuzione di 1.007 milioni di euro, essenzialmente per effetto dei minori debiti per acquisti di energia sui mercati domestici.

Le *altre passività correnti*, pari a 12.657 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro			
	al 31.03.2010	al 31.12.2009	Variazione
Debiti diversi verso clienti	1.475	1.484	(9)
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.991	3.058	(67)
Passività finanziarie correnti	2.166	1.784	382
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	528	558	(30)
Debiti tributari	3.162	2.071	1.091
Altri	2.335	2.456	(121)
Totale	12.657	11.411	1.246

La variazione positiva del periodo, pari a 1.246 milioni di euro, è dovuta ai seguenti principali fenomeni:

- > aumento dei debiti tributari pari a 1.091 milioni di euro, correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo;
- > crescita pari a 382 milioni di euro delle passività finanziarie correnti, dovuta sostanzialmente all'incremento delle passività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati per 94 milioni di euro e alla crescita dei debiti finanziari per interessi da liquidare per circa 180 milioni di euro;
- > decremento degli altri debiti per 121 milioni di euro, riferibile in massima parte ai minori debiti per acquisto di partecipazioni azionarie.

Passività possedute per la vendita – Euro 417 milioni

Si riferiscono essenzialmente a talune passività detenute da Endesa in Grecia e in America Latina che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le passività possedute per la vendita. L'incremento del trimestre riflette l'inclusione in tale voce delle passività di Endesa Gas.

Capitale investito netto e relativa copertura

Il *capitale investito netto* è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 31.03.2010	al 31.12.2009	Variazione
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	94.942	94.367	575
- avviamento	19.641	19.372	269
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	996	1.029	(33)
- altre attività/(passività) non correnti nette	(2.384)	(2.848)	464
Totale	113.195	111.920	1.275
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	14.664	13.010	1.654
- rimanenze	2.348	2.500	(152)
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(1.112)	(1.011)	(101)
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.291)	(4.407)	(884)
- debiti commerciali	(10.167)	(11.174)	1.007
Totale	442	(1.082)	1.524
Capitale investito lordo	113.637	110.838	2.799
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.131)	(3.110)	(21)
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(12.843)	(12.853)	10
Totale	(15.974)	(15.963)	(11)
Attività nette possedute per la vendita	583	348	235
Capitale investito netto	98.246	95.223	3.023
Patrimonio netto complessivo	46.301	44.353	1.948
Indebitamento finanziario netto	51.945	50.870	1.075

Il *capitale investito netto* al 31 marzo 2010 è pari a 98.246 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 46.301 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 51.945 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 marzo 2010, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,12 (1,15 al 31 dicembre 2009).

Indebitamento finanziario netto

Milioni di euro

	al 31.03.2010	al 31.12.2009	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	20.756	21.632	(876)
- obbligazioni	35.433	31.889	3.544
- <i>preference share</i>	1.466	1.463	3
- debiti verso altri finanziatori	880	866	14
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	58.535	55.850	2.685
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(8.144)	(8.044)	(100)
Indebitamento netto a lungo termine	50.391	47.806	2.585
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	781	1.438	(657)
- utilizzo linee di credito <i>revolving</i>	36	20	16
- altri finanziamenti a breve verso banche	512	927	(415)
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	1.329	2.385	(1.056)
Obbligazioni (quota a breve)	795	1.096	(301)
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	401	375	26
<i>Commercial paper</i>	7.478	6.573	905
Altri debiti finanziari a breve termine	33	22	11
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	8.707	8.066	641
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(907)	(767)	(140)
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(241)	(304)	63
Crediti finanziari - <i>cash collateral</i>	(704)	(893)	189
Altri crediti finanziari a breve termine	(548)	(1.156)	608
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.082)	(4.267)	(1.815)
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	(8.482)	(7.387)	(1.095)
Indebitamento netto a breve termine	1.554	3.064	(1.510)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	51.945	50.870	1.075
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	51	63	(12)

L'indebitamento finanziario netto è pari a 51.945 milioni di euro al 31 marzo 2010, in aumento di 1.075 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra un aumento di 2.585 milioni di euro, quale saldo dell'incremento del debito lordo a lungo termine di 2.685 milioni di euro e dell'incremento dei crediti finanziari a lungo termine di 100 milioni di euro.

Nello specifico, i finanziamenti bancari, pari a 20.756 milioni di euro, accolgono l'utilizzo, da parte di Enel SpA ed Enel Finance International, per 9.909 milioni di euro delle *tranche* a 36 e 60 mesi della Linea di Credito Sindacata (di originari 35 miliardi di euro).

La linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a cinque anni (rinnovabile per ulteriori due), stipulata nel mese di novembre 2005 da Enel SpA, risulta essere completamente inutilizzata al 31 marzo 2010 (utilizzata per 500 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le obbligazioni, pari a 35.433 milioni di euro, risentono dell'emissione da parte di Enel SpA, in data 26 febbraio 2010, di prestiti obbligazionari rivolti al mercato *retail* per un ammontare complessivo di 3 miliardi di euro e con scadenza nel 2016, dei quali 2 miliardi di euro a tasso fisso e 1 miliardo di euro a tasso variabile. L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a 1.554 milioni di euro al 31 marzo 2010, si decrementa di 1.510 milioni di euro rispetto a fine 2009, quale risultante di una riduzione nei debiti bancari a breve termine per 1.056 milioni di euro, dell'aumento dei debiti verso altri finanziatori per 641 milioni di euro e delle maggiori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 1.095 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 8.707 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, Endesa Internacional, Endesa Capital ed Enel OGK-5, per complessivi 7.478 milioni di euro, nonché le obbligazioni, in scadenza entro i 12 mesi successivi, per 795 milioni di euro, riferite essenzialmente ai prestiti obbligazionari emessi da Endesa.

Flussi finanziari

Il *cash flow da attività operativa* nei primi tre mesi del 2010 è positivo per 407 milioni di euro, in diminuzione di 708 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due periodi di riferimento è stato solo in parte bilanciato dal miglioramento del margine operativo lordo.

Il *cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento* nei primi tre mesi del 2010 ha assorbito liquidità per 917 milioni di euro, mentre nei primi tre mesi del 2009 aveva assorbito liquidità per complessivi 1.452 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 1.140 milioni di euro, non presentano variazioni significative rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti in imprese o rami di imprese, pari a 24 milioni di euro, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione da parte di Enel Green Power delle società Maicor Wind e Italgest Wind, mentre le dismissioni in imprese o rami di imprese, pari a 375 milioni di euro, sono relative all'incasso della *tranche* a saldo dell'operazione di vendita avvenuta nel corso del terzo trimestre 2009 del 51% del pacchetto azionario Enel nella società russa SeverEnergiya. Il fabbisogno generato dalle altre attività di investimento, pari a 128 milioni di euro, è relativo al pagamento a saldo della partecipazione in Bayan Resources acquistata nel corso dell'esercizio 2008.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha generato liquidità per complessivi 2.181 milioni di euro. Nei primi tre mesi del 2009 aveva assorbito liquidità per 832 milioni di euro. Il flusso del periodo in esame risente sostanzialmente degli effetti connessi all'incremento del debito lordo a lungo termine connesso all'emissione da parte di Enel SpA di prestiti obbligazionari rivolti al mercato *retail* per un ammontare complessivo di circa 3 miliardi di euro.

Nei primi tre mesi del 2010 il *cash flow* generato dall'attività finanziaria per 2.181 milioni di euro e dall'attività operativa per 407 milioni di euro ha consentito di fronteggiare il fabbisogno legato al *cash flow* da attività di investimento pari a 917 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'aumento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 marzo 2010 risultano pari a 6.103 milioni di euro a fronte di 4.289 milioni di euro di fine 2009. Tale incremento risente degli effetti positivi connessi alla variazione cambi, pari a 143 milioni di euro.

Altre informazioni

Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e Gestore dei Mercati Energetici - GME (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze). I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al GME, sono determinati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il GME sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il GSE i "Contratti per differenza" relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il GME sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende energia elettrica al GME sulla Borsa dell'energia elettrica.

Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.03.2010		1° trimestre 2010	
Acquirente Unico	291	990	420	1.574
GME	750	596	1.167	915
Terna	254	431	208	475
GSE	173	402	89	1
Eni	7	110	66	242
Poste Italiane	-	26	-	44
Altre	1	7	-	24
Totale	1.477	2.562	1.950	3.275

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 31 marzo 2010 e intrattenuti nel corso dell'esercizio.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.03.2010		1° trimestre 2010	
SeverEnergia	152	-	1	-
Enel Rete Gas	22	115	10	141
Elica 2	1	1	-	-
Elcogas	3	-	-	-
Tecnatom	-	1	-	-
Cesi	1	24	-	2
Società minori	1	3	1	2
Totale	180	144	12	145

Si ricorda, infine, che nell'ambito delle regole di *corporate governance*, di cui si è dotato il Gruppo Enel e dettagliate nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, sono state previste le condizioni per assicurare che eventuali operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Sotto il profilo della correttezza sostanziale, al fine di garantire l'equità delle condizioni pattuite in occasione di operazioni con parti correlate e qualora ciò sia richiesto dalla natura, dal valore o da altre caratteristiche della singola operazione, si prevede che il Consiglio di Amministrazione si avvalga dell'assistenza di esperti indipendenti per la valutazione dei beni oggetto della singola operazione e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate.

Milioni di euro

	al 31.03.2010
Garanzie prestate:	
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	2.403
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	45.231
- acquisti di combustibili	60.159
- forniture varie	5.959
- appalti	3.526
- altre tipologie	3.010
Totale	117.885
TOTALE	120.288

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 2.403 milioni di euro e si riferiscono per 640 milioni di euro agli impegni assunti nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione e i relativi canoni, per un periodo di sei anni e sei mesi a decorrere dal mese di luglio 2004. Tali garanzie sono soggette ad adeguamento al ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 marzo 2010 a 45.231 milioni di euro, di cui 18.276 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2010-2014, 9.943 milioni di euro relativi al periodo 2015-2019, 8.403 milioni di euro relativi al periodo 2020-2024 e i rimanenti 8.609 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 31 marzo 2010 a 60.159 milioni di euro, di cui 29.545 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2010-2014, 22.253 milioni di euro relativi al periodo 2015-2019, 6.450 milioni di euro al periodo 2020-2024 e i rimanenti 1.911 milioni di euro con scadenza successiva.

Le forniture varie includono, per 271 milioni di euro, gli impegni assunti relativamente all'accordo di collaborazione siglato con EDF il 30 novembre 2007 per la costruzione dell'impianto nucleare di Flamanville. Tale ammontare rappresenta la partecipazione di Enel, nella misura del 12,5%, alle spese di costruzione dell'impianto, il cui avvio si prevede per il 2012.

Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali:

- > relativamente al contenzioso in materia ambientale, nell'agosto 2008 è stata depositata una sentenza della Corte di Cassazione (relativa a un elettrodotto di trasmissione a 380 kW "Forlì-Fano", non più di proprietà Enel) la quale, in contrasto con le attuali risultanze scientifiche in materia, ha ritenuto sussistente il nesso causale tra le cefalee lamentate da alcuni soggetti e l'esposizione ai campi elettromagnetici. La situazione relativa al contenzioso si è progressivamente evoluta grazie al chiarimento del quadro legislativo intervenuto a seguito della legge quadro sulla tutela dall'inquinamento elettromagnetico (n. 36 del 22 febbraio 2001) e del decreto di attuazione relativo agli elettrodotti (decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003). Il Consiglio di Stato con la sentenza n. 642/2010 del 2 febbraio 2010 ha recentemente ribadito l'inderogabilità, da parte delle Regioni, dei limiti fissati dallo Stato in attuazione della legge n. 36/2001, in coerenza con la decisione della Corte Costituzionale n. 307/2003;
- > relativamente alla contestazione dell'Amministrazione finanziaria a Enel Rete Gas, in merito all'esercizio fiscale 2004, con un processo verbale di constatazione, in esito a una verifica parziale svolta nel 2007 circa la indeducibilità di alcune minusvalenze riferite alla cessione di taluni asset, nel mese di maggio 2008 è pervenuta a Enel Rete Gas la richiesta dell'Agenzia delle Entrate di Milano in ordine ai chiarimenti ex art. 37 bis, comma 4, DPR 600/73 (contraddittorio obbligatorio con il contribuente); le memorie contenenti i chiarimenti richiesti sono state consegnate da Enel Rete Gas all'Agenzia delle Entrate nel corso del 2008. Nonostante sia stata fornita adeguata documentazione per tutte le poste nel corso della procedura prevista dall'art. 37 bis, DPR 600/73, l'Ufficio Grandi Contribuenti ha deciso di non accogliere le ragioni della società, e i rilievi riportati nel verbale di chiusura sono stati sostanzialmente trasfusi in un avviso di accertamento notificato alla società nel mese di novembre 2009. Pur ritenendo che le predette proposte di recupero a tassazione siano del tutto illegittime e oggettivamente infondate, ai soli scopi deflattivi del contenzioso, in data 15 gennaio 2010 la società ha presentato all'Agenzia delle Entrate istanza di accertamento con adesione ai sensi dell'art. 6, comma 2 del D.Lgs. 19 giugno 1997 n. 218. Tuttavia, il formale tentativo di conciliazione attraverso il predetto istituto non ha dato esito positivo e non è stato possibile addivenire con l'Amministrazione Finanziaria a una definizione agevolata delle iniziali pretese erariali contenute nell'originario avviso di accertamento notificato alla stessa Enel Rete Gas. La controversia prosegue quindi secondo l'ordinaria disciplina del contenzioso tributario;
- > con riguardo al *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle Regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative;
- > in merito alla vertenza relativa alla centrale termoelettrica di Porto Tolle, in data 12 marzo 2009 la Corte d'Appello di Venezia aveva riformato parzialmente la sentenza con cui il Tribunale di Adria, a conclusione di un procedimento

- penale iniziato nel 2005, aveva condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel, per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alle emissioni della centrale stessa, al risarcimento dei danni in favore di una pluralità di soggetti, persone fisiche ed enti locali. La Corte d'Appello di Venezia, infatti, aveva assolto per non aver commesso il fatto gli ex Amministratori ed escluso il danno ambientale disponendo quindi la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisoria. I dipendenti sono stati condannati a pene modeste e i risarcimenti ai soggetti non pubblici sono stati dimezzati. Avverso detta favorevole sentenza di appello hanno presentato ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituite in appello;
- > nel 2005 l'Amministrazione tributaria brasiliana ha notificato ad Ampla un accertamento tributario che è stato oggetto di specifico ricorso. L'Amministrazione tributaria ritiene che il regime tributario speciale, che esonera la tassazione in Brasile degli interessi percepiti dai sottoscrittori di una emissione di *Fixed Rate Notes* realizzata da Ampla nel 1998, non sia applicabile. Il 6 dicembre 2007 Ampla ha ottenuto giudizio favorevole nel secondo grado di giudizio amministrativo contro il quale la "*Hacienda Publica*" brasiliana ha presentato un ricorso speciale al Consiglio Superiore dei Ricorsi Fiscali. Il valore del contenzioso è pari a circa 281 milioni di euro;
 - > nel corso del 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha stabilito che l'ICMS (*Impuesto a la Circulación de Mercaderías y Servicios*) dovesse essere determinata e pagata nei giorni 10, 20, 30 del medesimo mese in cui l'imposta era maturata; tuttavia, Ampla ha continuato a pagare tale imposta in conformità al sistema precedente (fino al quinto giorno del mese successivo). Nonostante un accordo informale con lo Stato di Rio de Janeiro e due leggi di condono fiscale, nell'ottobre del 2004 Ampla ha ricevuto una multa per ritardato pagamento dell'ICMS. Ampla ha presentato ricorso; in primo grado il giudizio è stato favorevole allo Stato di Rio de Janeiro, pertanto Ampla ha presentato ricorso in secondo grado. Il valore del contenzioso è pari a 60 milioni di euro;
 - > una società di costruzioni brasiliana era titolare di un contratto per opere civili con la società brasiliana CELF (posseduta dallo Stato di Rio de Janeiro), che ha risolto tale accordo. Quale conseguenza del trasferimento di asset da CELF ad Ampla Energia e Serviços, la suddetta società di costruzioni brasiliana ha sostenuto che tale trasferimento è stato realizzato in violazione e frode dei propri diritti di creditore verso CELF (derivanti dal contratto di opere civili menzionato) e, nel 1998, ha reclamato una somma pari a circa 59 milioni di euro. Nel marzo 2009 il tribunale brasiliano ha accolto tale domanda; Ampla e lo Stato di Rio de Janeiro hanno presentato i rispettivi appelli. Il 15 dicembre 2009 il *Tribunal de Justicia Estadual* ha accolto il ricorso e, per l'effetto, annullato il provvedimento favorevole per la società di costruzioni del marzo 2009 dando ragione ad Ampla. Avverso il provvedimento del 15 dicembre 2009 la società di costruzioni brasiliana ha proposto ricorso, che non è stato ammesso. È possibile che la controparte di Ampla possa proporre un nuovo ricorso innanzi al *Tribunal Superior de Justicia de Brasil*;
 - > nel 1998 la società brasiliana CIEN ha sottoscritto con Tractebel un contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina. A causa della regolamentazione argentina, emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel. Nell'ottobre 2009 Tractebel ha presentato una domanda giudiziale contro CIEN e quest'ultima ha provveduto a presentare le proprie difese.

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

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Luigi Ferraris dichiara, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2010 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Format editoriale

Inarea Strategic Design - Roma

Progetto grafico e ideazione cover

BCMROMA - Roma

Consulenza editoriale e impaginazione

Sogester - Roma

Revisione testi

postScriptum - Roma

in copertina:

Priolo Gargallo (SR), Sicilia

Centrale a ciclo combinato Archimede

Guido Fuà - Eikona per Enel

Stampa

Varigrafica Alto Lazio - Nepi (Viterbo)

Finito di stampare
nel mese di luglio 2010
su carta ecologica riciclata
Fedrigoni Symbol Matt Plus



Tiratura: 300 copie

Pubblicazione fuori commercio

A cura della Direzione Relazioni Esterne

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale
Euro 9.403.357.795
(al 31 dicembre 2009) i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 00811720580
R.E.A. di Roma n. 756032
Partita IVA n. 00934061003

