

Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2011



Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2011

Indice

La struttura Enel		4
Premessa		6
Sintesi dei risultati		8
Fatti di rilievo del primo trimestre 2011		10
Eventi successivi e prevedibile evoluzione della gestione		13
Aspetti normativi e tariffari		14
Sintesi della gestione		28
Risultati per area di attività		31
> Mercato		34
> Generazione ed Energy Management		36
> Ingegneria e Innovazione		37
> Infrastrutture e Reti		38
> Iberia e America Latina		39
> Internazionale		42
> Energie Rinnovabili		45
> Capogruppo, Servizi e Altre attività		47

Situazione contabile consolidata

Conto economico consolidato sintetico		50
Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo		51
Situazione patrimoniale consolidata sintetica		52
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato		54
Rendiconto finanziario consolidato sintetico		56
Gestione economica, patrimoniale e finanziaria		57
Altre informazioni		66
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari		70

La struttura Enel

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.

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.

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

- > produzione e vendita di energia elettrica:
 - generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione, Hydro Dolomiti Enel (nella provincia di Trento) e SE Hydro Power (nella provincia di Bolzano);
 - *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 impianti di generazione da fonte nucleare (tramite Sviluppo Nucleare Italia), progetti di estrazione di gas naturale (tramite Enel Longanesi

Development) e impianti di rigassificazione e stoccaggio di gas naturale (tramite Nuove Energie ed Enel Stoccaggi).

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.

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.

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, oggi Enel Green Power España) e alle società da essa controllate sono confluite nella Divisione Iberia e America Latina nella Divisione Energie Rinnovabili. Pertanto, i risultati di tali attività limitatamente al primo trimestre del 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 dicembre 2010 sono inclusi nella Divisione Energie Rinnovabili.

La **Divisione Internazionale** ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel e 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 ed 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), di sviluppo di impianti termoelettrici in Grecia (Enelco);
- > Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergoSbyt), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus).

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 e resto d'Europa, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari in Italia (Enel Green Power), Grecia (Enel Green Power Hellas), Francia (Enel Green Power France), Romania (Enel Green Power Romania) e Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria), nonché attività di impiantistica e *franchising* in Italia (Enel.si);
- > Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España ed Enel Unión Fenosa Renovables) e America Latina (Enel Green Power Latin America);
- > Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Green Power North America).

L'**area Servizi e Altre attività** si propone prevalentemente di assicurare alle Società del Gruppo servizi a costi competitivi, 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.

Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2011 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* - IASs e *International Financial Reporting Standards* - IFRSs) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo.

I principi contabili e i criteri di valutazione applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2011, non sottoposto a revisione contabile, sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Nel presente Resoconto sono stati inoltre applicati i seguenti principi contabili internazionali e le seguenti interpretazioni la cui adozione è avvenuta dal 1° gennaio 2011.

- > "Revisione dello IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*": la modifica prevede la facoltà per le società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di enti governativi di fornire un'informativa più sintetica per le transazioni avvenute con tali enti e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte degli stessi. La nuova versione dello IAS 24, inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa fornita nelle note di commento. L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel trimestre.
- > "Modifiche all'IFRIC 14 - *Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima*": chiarisco il trattamento contabile da applicare nell'ambito delle regole del c.d. "*asset ceiling*", qualora fossero previsti pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima (c.d. "*minimum funding requirement*", MFR). In particolare, l'interpretazione modificata dispone nuove regole per misurare il bene-

ficio economico disponibile derivante da una riduzione di contributi futuri dovuti per un MFR. L'applicazione, su base prospettica, di tali modifiche non ha comportato impatti nel trimestre.

- > "IFRIC 19 - *Estinzione di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale*": tale interpretazione chiarisce il criterio di contabilizzazione che il debitore deve applicare in caso di estinzione di passività tramite emissione di strumenti di capitale a favore del creditore. In particolare, è previsto che gli strumenti di capitale emessi costituiscono il corrispettivo per l'estinzione delle passività e devono essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta e il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a Conto economico. L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti nel trimestre.
- > "Modifiche allo IAS 32 - *Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio*": le modifiche chiariscono che i diritti, le opzioni o i *warrant* che danno il diritto di acquisire un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale dell'entità che li emette per un ammontare fisso di una qualsiasi valuta devono essere classificati come strumenti di capitale se e solo se questi sono offerti proporzionalmente a tutti i detentori della stessa classe di strumenti rappresentativi di capitale (non costituiti da derivati). L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel trimestre.
- > "Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standard*": si tratta di modifiche migliorative a principi già esistenti. Le più significative riguardano:
 - l'"IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*", come rivisto nel 2008: viene specificato che le partecipazioni di minoranza nella società acquisita sono interessenze nell'attuale proprietà che danno diritto, in caso di liquidazione della società, a una quota proporzionale delle sue attività nette. Devono essere misurate o al *fair value* o in proporzione alla quota di partecipazione nelle attività nette identificabili dell'acquisita. Tutti gli altri elementi classificabili come partecipazioni di minoranza, ma che non hanno le caratteristiche sopra descritte (per esempio, *share option*, azioni privilegiate ecc.),

devono essere misurati al loro *fair value* alla data di acquisizione. L'applicazione, su base prospettica a partire dal 1° gennaio 2010 (data di prima applicazione dell'IFRS 3, come rivisto nel 2008), non ha comportato impatti nel trimestre;

- l'"IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*": si chiarisce l'informativa richiesta in caso di attività finanziarie rinegoziate, nonché l'informativa necessaria per rappresentare il rischio di credito. L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel trimestre;
- lo "IAS 1 - *Presentazione del bilancio*": si richiede che la riconciliazione tra il valore contabile all'inizio e quello al termine dell'esercizio per ogni elemento degli "altri componenti di conto economico complessivo" (OCI) possa essere presentata o nel Prospetto delle variazioni di patrimonio netto o nelle note. Si rammenta in proposito che, con l'introduzione della "Revisione

dello IAS 27 - *Bilancio consolidato e separato*", il principio in esame era stato modificato, richiedendo che la predetta riconciliazione fosse presentata nel Prospetto delle variazioni di patrimonio netto. L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel trimestre;

- lo "IAS 34 - *Bilanci intermedi*": tale principio è stato modificato al fine di ampliare l'informativa richiesta nella redazione dei bilanci intermedi con riferimento, in particolare, alle attività/passività finanziarie. A titolo esemplificativo, si richiede di indicare i cambiamenti intervenuti sul *business* o sulle condizioni economiche che hanno avuto impatto sul *fair value* delle attività/passività finanziarie valutate al *fair value* o con il metodo del costo ammortizzato. L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel trimestre.

Sintesi dei risultati

1° trimestre

	2011	2010
Dati economici (milioni di euro)		
Ricavi	19.536	18.117
Margine operativo lordo	4.399	4.478
Risultato operativo	3.036	3.130
Risultato netto del Gruppo e di terzi	1.526	1.326
Risultato netto del Gruppo	1.201	1.050
Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)		
Capitale investito netto	99.736	98.469 ⁽¹⁾
Indebitamento finanziario netto	45.563	44.924 ⁽¹⁾
Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	54.173	53.545 ⁽¹⁾
Cash flow da attività operativa	7	407
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1.132	1.133
Dati per azione (euro)		
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	0,13	0,11
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	4,15	4,03 ⁽¹⁾
Dati operativi		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	73,5	72,6
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	110,2	108,1
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽²⁾	80,0	80,0
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	3,3	3,5
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽³⁾	76.623	78.313 ⁽¹⁾
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	105,2	77,3
Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) ⁽⁴⁾	593,4	468,7
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ara) ⁽⁵⁾	123,0	78,3
Prezzo medio del gas (Gb pence/therm) ⁽⁶⁾	56,6	35,2
Cambio medio dollaro USA per euro	1,368	1,383
Euribor a sei mesi (media del periodo)	1,37%	0,96%

(1) Dati al 31 dicembre 2010.

(2) Escluse cessioni ai rivenditori.

(3) Include 799 unità al 31 marzo 2011 (2.324 unità al 31 dicembre 2010) riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Indice Platt's CIF Med.

(5) Indice API #2.

(6) Indice Belgium Zeebrugge.

I ricavi dei primi tre mesi del 2011 sono pari a 19.536 milioni di euro, con un incremento di 1.419 milioni di euro (+7,8%) rispetto all'analogo periodo del 2010. La variazione positiva è sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica all'estero.

Il margine operativo lordo del primo trimestre 2011, pari a 4.399 milioni di euro, segna una contrazione di 79 milioni di euro (-1,8%) rispetto all'analogo periodo del 2010. Tale decremento, parzialmente compensato dal miglioramento del margine della Divisione Internazionale e della Divisione Infrastrutture e Reti, è connesso essenzialmente al minor margine relativo alle attività di generazione in Italia e alla riduzione del margine della Divisione Iberia e America Latina; tale ultimo fenomeno è riconducibile principalmente agli effetti delle cessioni, perfezionate nel quarto trimestre 2010, delle attività relative alla rete di distribuzione del gas e alla rete di trasmissione dell'energia elettrica in Spagna, nonché alla rilevazione nel periodo dell'imposta patrimoniale prevista in Colombia per il 2011.

Il risultato operativo del primo trimestre 2011 ammonta a 3.036 milioni di euro, in diminuzione di 94 milioni di euro (-3,0%) rispetto all'analogo periodo del 2010, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 15 milioni di euro.

Il risultato netto del Gruppo del primo trimestre 2011 ammonta a 1.201 milioni di euro, con un aumento di 151 milioni di euro (+14,4%) rispetto all'analogo periodo del 2010. In particolare, gli effetti positivi derivanti dalla riduzione degli oneri finanziari netti nonché il minor carico fiscale del periodo hanno più che compensato la flessione del risultato operativo.

L'indebitamento finanziario netto, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita pari a 660 milioni di euro al 31 marzo 2011 (636 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è pari a 45.563 milioni di euro, in aumento di 639 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. Al 31 marzo 2011 l'indebitamento finanziario netto presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,84 (0,84 al 31 dicembre 2010).

Gli investimenti, pari a 1.132 milioni di euro nel primo trimestre 2011, sono sostanzialmente in linea con quelli dell'analogo periodo del 2010.

Il personale del Gruppo Enel al 31 marzo 2011 è pari a 76.623 dipendenti (78.313 al 31 dicembre 2010). La variazione, pari a 1.769 unità, risente sostanzialmente delle variazioni di perimetro che includono la cessione di Compañía Americana de Multiservicios (CAM) e Synapsis Soluciones y Servicios IT (Synapsis) (-1.711 unità). Al 31 marzo 2011 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 39.408.

Fatti di rilievo del primo trimestre 2011

Accordo per lo sviluppo della geotermia in Turchia

In data 24 gennaio 2011 Enel Green Power (EGP) ha raggiunto un accordo con il gruppo industriale turco Uzun per lo sviluppo di impianti geotermici in Turchia. In particolare, l'intesa siglata prevede la costituzione di una società di ricerca ed esplorazione gestita e partecipata a maggioranza da EGP e per una quota di minoranza da Meteor, società controllata al 70% da Uzun e al 30% dalla società turca di consulenza geotermica G-Energy.

La nuova società deterrà un pacchetto di 142 licenze esplorative nella zona occidentale del Paese, dove effettuare le attività di esplorazione superficiale e profonda, finalizzate all'individuazione di risorse geotermiche adatte alla generazione di energia elettrica e calore.

Le licenze sono state ottenute dalla Meteor in base alla

legge che prevede la possibilità per i privati di investire nella ricerca di risorse geotermiche per il loro utilizzo come fonte di produzione di energia, riscaldamento e per l'agricoltura.

EGP finanzia inizialmente l'esplorazione di superficie per procedere all'identificazione delle zone più idonee per lo sviluppo dei progetti geotermici, dando luogo a quello che potrebbe risultare uno dei poli più importanti nel settore geotermico in Turchia. Meteor parteciperà *pro quota* agli investimenti effettuati da EGP per le attività di esplorazione sia superficiale sia profonda. Saranno poi costituite apposite società, sempre a maggioranza EGP, per lo sviluppo di ciascun progetto geotermico individuato nelle diverse zone.

Rimborso parziale *Credit Facility*

In data valuta 31 gennaio 2011 è stato effettuato un rimborso anticipato volontario del *Credit Facility Agreement* in capo a Enel Finance International ed Enel SpA, di cui:

> 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;

> 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;

> 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

Vendita di CAM e Synapsis

In data 24 febbraio 2011 si è completata la cessione alla società peruviana Grana y Montero della società Compañía Americana de Multiservicios (CAM), per un importo di 20 milioni di dollari. Successivamente, in data 1° marzo

2011, è stata perfezionata la cessione della società Synapsis Soluciones y Servicios IT (Synapsis) a Riverwood Capital per un corrispettivo di 52 milioni di dollari.

Emissione di obbligazioni da collocare presso investitori istituzionali

In data 2 marzo 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, nell'ambito della strategia di estensione della scadenza media del debito consolidato di Gruppo e al fine di ottimizzare il profilo delle relative scadenze a medio e lungo termine, ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2011 di uno o più prestiti obbligazionari, da collocare presso investitori istituzionali, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 1 miliardo di euro.

Le emissioni potranno essere effettuate direttamente da parte di Enel SpA ovvero da parte della controllata olandese Enel Finance International NV (con garanzia della

Capogruppo), in relazione alle opportunità che questa seconda soluzione potrà offrire per il collocamento su mercati regolamentati esteri e/o per il *private placement* presso investitori istituzionali esteri.

Il Consiglio di Amministrazione ha infine demandato all'Amministratore Delegato il compito di ripartire le emissioni obbligazionarie tra le due società sopra indicate, nonché di definire gli importi, le valute, i tempi e le caratteristiche delle singole emissioni, con facoltà di richiederne la quotazione presso uno o più mercati regolamentati.

Acquisto di ulteriori quote nel capitale di CESI SpA

In data 11 marzo 2011 Enel SpA ha acquistato l'intera partecipazione detenuta da E.ON Produzione SpA in CESI SpA, corrispondente al 3,9% (134.033 azioni) del capitale sociale di quest'ultima. Successivamente, in data 25 marzo 2011, sono state acquisite da Edison, Edipower, Iren

Energia e A2A altre quote azionarie della stessa società, corrispondenti al 9,6% (328.432 azioni) del capitale sociale. A valle di tali operazioni, la partecipazione di Enel SpA nella società si attesta al 39,4% del relativo capitale sociale.

Accordo per la cessione di Maritza

In data 14 marzo 2011 Enel ha raggiunto un accordo con ContourGlobal per la cessione dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding BV e Maritza O&M Holding Netherland BV, titolari rispettivamente del 73% del capitale della società bulgara Maritza East 3 AD, proprietaria a sua volta di una centrale a lignite con capacità installata pari a 908 MW (Maritza), e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria AD,

responsabile della gestione e manutenzione dell'impianto di Maritza.

Il corrispettivo complessivo riconosciuto da ContourGlobal per le partecipazioni societarie oggetto di cessione da parte di Enel è pari a 230 milioni di euro; il perfezionamento dell'operazione, previsto entro luglio 2011, è subordinato all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

Accordo per l'acquisizione di Sociedad Eólica de Andalucía

In data 31 marzo 2011 Enel Green Power España ha siglato un accordo per l'acquisto della partecipazione del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía SA (SEA), detenuta da Desarrollos Eólicos Promoción SA (DEPSA).

Con questa acquisizione, Enel Green Power España rafforza la sua partecipazione in SEA, passando dal 46,67% al 63,34%, diventandone l'azionista di maggioranza.

Tale accordo prevede, tra l'altro, il controllo di fatto della società da parte di Enel Green Power dalla data di stipula dello stesso.

La SEA è proprietaria di due impianti eolici, Planta Eólica del Sur con 42 MW e Energía Eólica del Estrecho con 32 MW nella provincia di Cadice, con una capacità totale di 74 MW e una produzione annua di 256.000 MWh.

Eventi successivi e prevedibile evoluzione della gestione

Eventi successivi

Acquisizione di Sociedad Eólica de Andalucía

In data 8 aprile 2011 ha trovato esecuzione l'accordo siglato da Enel Green Power España per l'acquisto della partecipazione del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía SA (SEA) detenuta da Desarrollos Eólicos

Promoción SA (DEPSA). Con questa acquisizione, Enel Green Power España rafforza la sua partecipazione in SEA, passando dal 46,67% al 63,34%, diventandone l'azionista di maggioranza.

Acquisto licenza per estrazione gas in Algeria

Il 27 aprile 2011 Enel ha finalizzato il contratto di acquisto del 18,375% della Licenza Isarene (Algeria) dalla società irlandese Petroceltic International. La licenza, che è attualmente nella fase di *appraisal*, contiene la scoperta Ain Tsila, classificata dalla società di consulenza internazionale IHS tra le dieci maggiori scoperte di gas effettuate nel 2009, di gran lunga la maggiore in Algeria degli ultimi anni. L'acquisizione è ora in attesa della ratifica da parte delle autorità algerine. Petroceltic, società che opera nell'esplorazione e produzione di idrocarburi in Algeria, Tunisia e Italia, manterrà il ruolo di operatore della licenza. Enel e Petroceltic

condurranno congiuntamente i lavori di *appraisal* su Isarene, volti a quantificare e massimizzare le riserve presenti nel giacimento, che prevedono la perforazione di sei pozzi entro la fine dell'anno corrente. Al termine del suddetto programma lavori, Enel e Petroceltic dovranno presentare a Sonatrach, società di Stato algerino e terzo *partner* della licenza con il 25%, un *Field Development Plan*. Su tale base verrà richiesta alle autorità algerine l'autorizzazione allo sviluppo e alla produzione. La prima produzione di gas è attesa a partire dal 2017.

Prevedibile evoluzione della gestione

L'andamento dei principali mercati in cui il Gruppo Enel è presente evidenzia, nei primi tre mesi del 2011, una significativa crescita dei Paesi latino-americani, dell'Europa dell'est e della Russia e deboli segnali di ripresa negli altri Paesi europei. In tale contesto, Enel continuerà con determinazione nell'attuazione dei programmi di sviluppo

delle fonti rinnovabili, delle tecnologie termoelettriche eco-compatibili, delle reti intelligenti, nonché nelle azioni di efficienza operativa lungo tutta la catena del valore. Su tali basi si prevede il raggiungimento degli obiettivi economico-finanziari consolidati comunicati al mercato per l'anno 2011.

Aspetti normativi e tariffari

Il Terzo Pacchetto

Il 3 marzo 2011 è scaduto il termine per recepire il "Terzo Pacchetto" nella legislazione nazionale degli Stati Membri. Le nuove norme prevedono misure volte a realizzare pienamente l'apertura del mercato dell'elettricità e del gas, e a rafforzare la sicurezza energetica e la competitività dell'Unione Europea.

Il Terzo Pacchetto si compone di 2 direttive e 3 regolamenti:

- > Direttiva n. 72/2009 (Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica);
- > Direttiva n. 73/2009 (Norme comuni per il mercato interno del gas naturale);
- > Regolamento n. 714/2009 (Condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica);
- > Regolamento n. 715/2009 (Condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale);
- > Regolamento (Comunità Europea) n. 713/2009 che istituisce un'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER).

Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER)

Come previsto dal Terzo Pacchetto, in marzo è divenuta operativa l'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER), che sostituisce e rafforza l'ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*) e avrà sede a Lubiana (Slovenia).

L'ACER coordina le autorità nazionali di regolazione nel campo dell'energia (NRAs) e le sue principali competenze sono:

- > definizione delle regole per le reti europee relative all'energia (elettricità e gas);
- > valutazione delle condizioni di accesso e sicurezza operativa per infrastrutture di confine laddove le autorità nazionali non concordino;
- > elaborazione del *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP).

Emission Trading

Il 21 gennaio 2011 è stata approvata dal *Climate Change Committee* la proposta della Commissione Europea di restrizione sull'uso dei crediti CDM (*Clean Development Mechanism*) emessi da progetti di abbattimento di gas industriali, a decorrere dal 1° maggio 2013. In esito alla pubblicazione del bando per il finanziamento di progetti pilota per la produzione di energia da fonti rinnovabili e di Cattura e Sequestro della CO₂ (CCS), sono stati presentati alla Commissione Europea 22 progetti CCS e 131 progetti in energie rinnovabili. Anche Enel ha partecipato presentando alcuni progetti. Tali progetti, che saranno finanziati

dalla Banca Europea degli Investimenti, ente incaricato della vendita delle quote di emissioni, dovranno essere selezionati dagli Stati Membri. La Commissione Europea ha proposto la messa all'asta di 120 milioni di quote di emissioni nel 2012, anticipando l'inizio della terza fase di *trading* (2013-2020). Il 15 marzo 2011 è stato proposto un emendamento al Regolamento Aste al fine di determinare l'ammontare delle quote che saranno oggetto di tali aste. Il *Climate Change Committee* dovrebbe approvare il volume effettivo di allocazioni prima dell'estate 2011.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel SpA 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 e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela.

Il 14 dicembre 2010 è stato pubblicato il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico recante disposizioni sull'importazione del contratto pluriennale per l'anno 2011.

Il decreto ha garantito la riserva di capacità necessaria all'esecuzione del contratto, ha fissato il prezzo di ces-

sione all'Acquirente Unico per il primo trimestre 2011 a 66,3 euro/MWh e ha confermato per i trimestri successivi la metodologia di aggiornamento basata su una formula indicizzata al PUN (Prezzo Unico Nazionale). In continuità con quanto disposto per il 2010, ha inoltre riconosciuto all'AU la facoltà di non ritirare l'energia del contratto pluriennale, se non in coerenza con la propria previsione dei costi medi di approvvigionamento. L'AU ha confermato il ritiro dell'energia elettrica oggetto del contratto pluriennale per il 2011. Per il secondo trimestre 2011 il prezzo è stato fissato a 68,84 euro/MWh.

Certificati verdi

Il 30 marzo 2011 il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha reso noto il prezzo di ritiro garantito dei certificati verdi (CV) rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2008, 2009 e 2010 (a eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento) che è pari a 87,38 euro/MWh, al netto dell'IVA. Tale valore corrisponde al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del GME (Gestore dei Mercati Energetici) nel triennio 2008-2010.

Inoltre, il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE per l'anno 2011 è di 113,1 euro/MWh. Tale prezzo è ottenuto, ai sensi della Finanziaria 2008 (comma 148 dell'art. 2), come differenza tra il valore di riferimento (pari a 180,00 euro/MWh) e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno 2010,

definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) con la delibera ARG/elt n. 5/11, pari a 66,90 euro/MWh.

Il decreto legislativo n. 28/2011, di recepimento della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ha abrogato l'art. 45 del decreto legge "Manovra Finanziaria" il quale prevedeva che, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, l'esborso sostenuto dal GSE per il ritiro dei CV in scadenza fosse inferiore del 30% rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010. In base al decreto legislativo n. 28/2011, il prezzo di ritiro dei CV riferiti alle produzioni per il periodo 2011-2015 sarà pari al 78% del prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE, come definito dal comma 148 dell'art. 2 della Legge Finanziaria 2008.

Mercato

Energia elettrica

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Per il primo trimestre 2011 l'AEEG ha definito, con le delibere ARG/elt n. 232/10 e ARG/com n. 236/10, le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è pari a 155,65 euro/MWh, con una riduzione dello 0,2% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento, è stata incrementata di 3,7 euro/MWh e fissata a 89,83 euro/MWh. Tale incremento è stato però più che compensato dalle variazioni negative delle componenti PPE (copertura degli squilibri di perequazione, -2,5 euro/MWh), A2 (copertura dei costi per lo smantellamento delle centrali nucleari dismesse, -0,6 euro/MWh) e As (copertura degli oneri relativi alla tariffa sociale, -0,3 euro/MWh). Sul valore della tariffa finale per il cliente tipo per il primo trimestre 2011 incide anche l'aggiornamento, con delibera ARG/elt n. 228/10, delle tariffe di distribuzione e misura per l'anno 2011 che, per tale tipologia di clienti, sono state ridotte di circa 0,3 euro/MWh.

Per il secondo trimestre 2011 l'AEEG ha definito, con le delibere ARG/elt n. 30/11 e ARG/com n. 34/11, le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è pari a 161,77 euro/MWh, con un incremento del 3,9% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente PED è stata incrementata di 1,57 euro/MWh e fissata a 91,40 euro/MWh, men-

tre la componente PPE è stata ridotta di 0,28 euro/MWh. L'AEEG, inoltre, ha deliberato un incremento della componente A3 (incentivazione fonti rinnovabili e assimilate) del 36,7% fissandola a 16,21 euro/MWh per il cliente domestico tipo.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 24 febbraio 2011 il Consiglio di Stato ha dichiarato inammissibile il ricorso per revocazione della sentenza n. 2507/2010, presentato da Enel Distribuzione a seguito della sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro irrogata per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. Con la delibera VIS n. 143/10 l'AEEG ha approvato una nuova verifica ispettiva nei confronti di Enel Servizio Elettrico, svoltasi il 25, 26 e 27 gennaio 2011, al fine di valutare la piena attuazione del Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di Vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) e procedere a un nuovo esame degli esiti della verifica effettuata sulla base della VIS n. 28/10. Enel Servizio Elettrico ha impugnato, adducendo ulteriori motivazioni, anche tale provvedimento. Con la delibera VIS n. 49/11 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale per accertare violazioni in materia di qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica.

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera ARG/gas n. 233/10 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2011, definendo per il cliente domestico tipo un prezzo pari a 75 centesimi di euro/m³, con un incremento dell'1,3% rispetto al trimestre precedente.

Con la delibera ARG/gas n. 31/11 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il secondo trimestre 2011, definendo per il cliente

domestico tipo un prezzo pari a 76,52 centesimi di euro/m³, con un incremento del 2% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi per la materia prima è stata fissata a 27,2 centesimi di euro/m³, con un incremento di 1,26 centesimi di euro/m³. Come previsto dalla delibera ARG/gas n. 89/10, fino a settembre 2011 il valore della componente QE (a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima) è

ridotto del 7,5% rispetto ai valori ottenuti applicando la formula di aggiornamento precedentemente in vigore, in modo da tenere conto delle rinegoziazioni dei contratti di lungo termine degli operatori.

Enel Energia ed Enel Trade hanno presentato ricorso avverso la delibera ARG/gas n. 89/10 e, in merito allo stesso tema, avverso la delibera ARG/gas n. 233/10.

Fornitore di ultima istanza

Con la delibera ARG/gas n. 23/11 l'AEEG ha previsto il riconoscimento, entro il 14 maggio 2011, da parte della Cassa Conguaglio Settore Elettrico, degli oneri derivanti dall'attività di fornitore di ultima istanza (FUI) nell'anno termico 2009-2010. Nel periodo in questione Enel Energia ha erogato, come FUI, il servizio di fornitura in due macroaree

(Piemonte e Liguria; Lazio, Abruzzo, Marche, Basilicata, Puglia, Campania, Calabria e Sicilia).

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 2 febbraio 2010 Enel Energia ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR Lazio dell'8 settembre 2009 che 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 calcolate in base a criteri non precisati. Con sentenza del 31 gennaio 2011 il Consiglio di Stato ha respinto il ricorso, confermando la sanzione di 90.000 euro comminata dall'AGCM.

Generazione ed Energy Management

Energia elettrica

Emission Trading

Il Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE ha comunicato a Enel le quote di emissione per l'anno 2010, pari a 4,4 Mton, che saranno rilasciate ai gruppi 2 e 3 dell'impianto di Torrevaldaliga Nord, rimasto escluso dalla "Riserva Nuovi Entranti". La deliberazione formale di tali ammontari da parte del Comitato e la successiva valorizzazione del rimborso sono attese a breve. Per quanto riguarda il gruppo 4, l'AEEG ha determinato in

37,5 milioni di euro il valore delle quote da rimborsare per l'anno 2010.

Le emissioni prodotte da Enel Produzione al 31 marzo 2011 sono state pari a 8,76 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 8,56 Mton, si evidenzia un deficit di 0,2 Mton.

Gas

Promozione di investimenti in stoccaggio

In attuazione del decreto legislativo n. 130 del 13 agosto 2010, il Ministro dello Sviluppo Economico con proprio decreto del 31 gennaio 2011 ha approvato il piano di investimento in siti di stoccaggio proposto da Eni; il piano prevede l'ingresso graduale di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità entro il termine ultimo del 1° settembre 2015. Della

suddetta capacità in ingresso, ad aprile per l'anno di stoccaggio 2011-2012 è fisicamente disponibile spazio di stoccaggio per 1,7 miliardi di metri cubi che, secondo modalità e tempistiche definite dalla delibera ARG/gas n. 40/11, è assegnato in via prioritaria a clienti industriali e termoelettrici.

Tariffe di trasporto e misura gas

Nel corso del 2010 Enel Trade ha presentato ricorso avverso le delibere ARG/gas n. 184/09, n. 192/09 e n. 198/09 con cui l'AEEG aveva definito i criteri tariffari validi per il periodo 2010-2013 e le tariffe dell'anno 2010, prevedendo un incremento delle tariffe di trasporto maggiore rispetto alla media nazionale per gli utenti che importano gas dai punti di ingresso della rete nazionale situati al Sud. In attesa di fissazione d'udienza, con la delibera ARG/gas n. 218/10 l'AEEG ha approvato le tariffe di trasporto e misura valide per l'anno 2011. Enel Trade ha impugnato anche tale provvedimento.

Rettifiche tardive dei dati di misura

Con la delibera ARG/gas n. 182/09 l'AEEG ha definito i criteri di liquidazione dei congruagli da rettifiche tardive delle misure su rete di trasporto. A seguito della sentenza n. 1/2011 del TAR con cui è stato accolto il ricorso di un utente del trasporto avverso la delibera in oggetto, è stata sospesa la liquidazione delle partite economiche che interessano anche Enel Trade. L'AEEG ha impugnato la decisione del TAR davanti al Consiglio di Stato che ha accolto l'istanza di sospensione.

Infrastrutture e Reti

Tariffe di distribuzione

Con la delibera ARG/elt n. 228/10 l'AEEG ha aggiornato, sulla base dei criteri stabiliti con la delibera n. 348/07 relativa al periodo regolatorio 2008-2011, le tariffe di distribuzione e misura per l'anno 2011, riducendone il valore medio unitario dell'1% rispetto al 2010.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 6 luglio 2009, con la deliberazione VIS n. 65/09, l'AEEG aveva avviato un'istruttoria formale per l'adozione di una sanzione amministrativa nei confronti di Enel Distribuzione per violazione delle tempistiche relative allo *switching*, nonché per alcune limitate omissioni di carattere informativo,

in relazione al primo periodo di esercizio del servizio di salvaguardia. Il 7 aprile 2011 l'AEEG ha chiuso il procedimento irrogando a Enel Distribuzione una sanzione di 169.000 euro.

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.

Il progetto di Enel Distribuzione è stato ammesso al regime incentivante con la delibera ARG/elt n. 12/11.

Iberia e America Latina

Spagna

Aggiornamenti tariffari

Il 29 dicembre 2010 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 3353/10, che fissa le tariffe elettriche applicabili a partire da gennaio 2011. Le tariffe di accesso, destinate alla copertura dei costi di sistema (reti, sussidi rinnovabili, pagamenti per *deficit* pregresso e altri costi), non sono state modificate. L'ordine ministeriale ha inoltre previsto, tra gli altri interventi:

- > una revisione dei prezzi unitari pagati dai consumatori per il finanziamento del *capacity payment* che comporta un incremento dei fondi a disposizione di circa il 71%;
- > la determinazione degli importi definitivi della remunerazione della distribuzione per gli anni 2009 e 2010 che sono stati calcolati applicando la metodologia prevista dal regio decreto n. 222/08. La remunerazione assegnata a Endesa è stata rivista a rialzo per entrambe le annualità;
- > la pubblicazione dei coefficienti zionali per il calcolo dell'incentivo per la riduzione delle perdite di rete per il 2011;
- > l'estensione fino a dicembre 2011 del diritto a essere forniti dai *Comercializadores de Ultimo Recurso* (CUR) per i clienti non TUR sprovvisti di contratto di fornitura sul mercato libero.

Con la risoluzione del 28 dicembre 2010, anch'essa pubblicata il 29 dicembre 2010, il Ministero dell'Industria ha aggiornato il valore della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) per il primo trimestre 2011, incrementando la tariffa senza discriminazione oraria di circa il 9,8% rispetto a quella equivalente applicata nel quarto trimestre del 2010.

Il 31 marzo 2011, con la pubblicazione dell'ordine ministeriale n. 688/2011, si è proceduto alla revisione delle tariffe di accesso applicabili a partire da aprile 2011. L'incremento medio previsto per i clienti TUR ammonta al 10,85% (equivalente al decremento medio della componente energia della TUR), mentre la tariffa per i clienti in alta tensione aumenta in media del 2%.

Sempre il 31 marzo 2011 è stata pubblicata la risoluzione ministeriale del 30 marzo 2011 che fissa la TUR per il secondo trimestre 2011 lasciandola invariata rispetto al trimestre precedente.

Aste CESUR

Il 5 marzo 2011 è stato pubblicato il regio decreto n. 302/2011 che obbliga i CUR a comprare contratti per differenza (CFD) per una quantità massima di energia pari alla differenza tra il volume richiesto e quello assegnato nelle aste CESUR. I CFD sono venduti dagli impianti del regime speciale remunerati a tariffa *feed-in*. Il provvedimento fa sì che i CUR si approvvigionino al prezzo risultante dalle aste CESUR anche per l'energia oggetto dei CFD, riducendo la loro esposizione al rischio di prezzo.

Il 22 marzo 2011 si è tenuta la 14ª asta CESUR; 21 operatori si sono aggiudicati, per il secondo trimestre 2011, la fornitura di energia prodotta da 4.000 MW a un prezzo di 51,79 euro/MWh per il prodotto *base-load* e da 406 MW a 55,13 euro/MWh per il prodotto *peak-load*.

In quanto alle quote d'acquisto dei CUR, Endesa Energia XXI avrà diritto ad acquistare rispettivamente 1.709 MW e 183 MW dell'energia messa all'asta per ogni prodotto.

Deficit tariffario

L'11 gennaio 2011 ha avuto luogo la prima emissione di titoli relativa al processo di cartolarizzazione del *deficit* regolato dal regio decreto n. 437/2010. Attraverso l'operazione il Fondo ha raccolto 2 miliardi di euro che sono stati destinati al pagamento dei crediti ceduti dalle imprese elettriche (Endesa ha incassato 1.040 milioni di euro). Con la risoluzione ministeriale del 20 gennaio 2011, pubblicata il 26 gennaio 2011, il Ministero dell'Industria stabilisce che il totale definitivo, al 31 dicembre 2010, dei diritti di credito relativi al finanziamento del *deficit* tariffario che possono essere cartolarizzati ammonta a 16.694 milioni di euro, 8.467 milioni di euro dei quali assegnati ad Endesa.

Il 15 febbraio e il 22 marzo 2011 sono state effettuate rispettivamente la seconda e la terza emissione di titoli per la cartolarizzazione del *deficit*. Le due operazioni hanno raccolto 4 miliardi di euro (Endesa ha incassato circa 2 miliardi di euro).

Il 16 marzo 2011 il *Tribunal Supremo* ha accolto il ricorso presentato da Endesa relativamente alla necessità che il tasso di interesse relativo al finanziamento del *deficit*

tariffario del 2006 contempli uno *spread* addizionale rispetto all'Euribor. Il tribunale riconosce che l'Euribor di per sé non è sufficiente a coprire il costo finanziario sostenuto.

Incentivazione dell'impiego di carbone nazionale

Il 10 gennaio 2011 l'*Audiencia Nacional* ha deciso di ritirare le misure cautelari urgenti (*cautelarisimas*) adottate relativamente alla risoluzione SEE del 22 ottobre 2010.

Il 3 febbraio 2011 Endesa e le altre società elettriche hanno ritirato i ricorsi e le richieste di misure cautelari presentati al Tribunale dell'Unione Europea.

Il 10 febbraio 2011 è stata pubblicata la risoluzione del Ministero dell'Industria dell'8 febbraio 2011 con la quale si stabiliscono i principali parametri per l'applicazione del processo di *Resolución de restricciones por garantía de suministro* per il 2011. In particolare, il meccanismo riguarderà il consumo di circa 10 Mton di carbone nazionale e una produzione elettrica massima di 23,3 TWh. Il provvedimento definisce altresì i prezzi regolati dell'energia prodotta da ogni impianto coinvolto dal processo.

Il 17 febbraio 2011 il Tribunale dell'Unione Europea ha ritirato la sospensione ordinata il 3 novembre 2010 e respinto la richiesta di adozione di misure cautelari della Comunità Autonoma di Galizia autorizzando lo schema di incentivazione del carbone nazionale. Il meccanismo è stato applicato a partire dal 26 febbraio 2011.

Legge Economia Sostenibile

Il 5 marzo 2011 è stata pubblicata la *Ley de Economía Sostenible*. Tra le principali misure di interesse per il settore energia si evidenziano quelle di seguito indicate.

> Esercizio impianti nucleari: non si definisce un limite temporale all'esercizio delle centrali. Nell'ambito della pianificazione energetica indicativa, il Governo determinerà la quota di partecipazione dell'energia nucleare al mix di produzione al 2020, d'accordo con il calendario delle operazioni delle centrali esistenti e con i rinnovi delle licenze che siano richiesti da parte dei proprietari, tenuto in conto il parere del Consiglio per la Sicurezza Nucleare (CSN), l'evoluzione della domanda, lo sviluppo delle nuove tecnologie, la sicurezza della fornitura elettrica, i costi di generazione e le emissioni di gas a effetto serra.

- > Trasposizione obiettivi europei di efficienza, risparmio energetico e rinnovabili:
 - 20% del consumo lordo finale di energia coperto da fonti rinnovabili al 2020;
 - 20% di riduzione della domanda al 2020 rispetto allo scenario inerziale.
- > Impianti di generazione fotovoltaici:
 - estensione del diritto a ricevere incentivi fino a 30 anni per gli impianti remunerati in base al regio decreto n. 661/2007;
 - divieto di retroattività di eventuali modifiche ai tetti di ore con diritto a ricevere incentivi imposti dal regio decreto legge n. 14/2010. Le modifiche interesserebbero solamente gli impianti iscritti nel registro de *preasignación* dopo l'entrata in vigore del regio decreto legge n. 14/2010.

Sicurezza nucleare

Il 16 marzo 2011 il Governo spagnolo, in linea con quanto discusso a livello europeo, ha sollecitato al CSN la revisione dei sistemi di sicurezza delle centrali nucleari spagnole. In concreto sono stati richiesti studi sismici complementari e studi sui rischi di inondazione.

Emission Trading

Nel primo trimestre 2011 le emissioni prodotte da Endesa sono state pari a circa 7,9 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 5,9 milioni di tonnellate.

Argentina

Regolazione della qualità del servizio

A seguito di alcuni episodi di interruzione delle forniture di Edesur tra il 22 e il 31 dicembre 2010 (dovuti alle alte temperature e all'alta domanda), il 4 gennaio 2011 sono state pubblicate le risoluzioni ENRE n. 525 e n. 551 del 2010: ENRE sospende l'analisi della ripartizione dei dividendi Edesur per l'esercizio 2009 e chiede che la società adegui il suo Piano di Investimenti 2010 e presenti un "*Programa de Regularización Operativo*" al fine di colmare le lacune riscontrate in materia di qualità del servizio.

L'8 febbraio 2011, con la risoluzione n. 31/2011, il regolatore ENRE ha imposto ai distributori multe a beneficio dei clienti finali.

Il 16 febbraio 2011 sono stati resi noti i risultati di una verifica di trenta giorni sul rispetto degli obblighi di investimento delle tre società di distribuzione di Buenos Aires (Edesur, Edenor ed Edelap): ENRE ha concluso che Edesur deve ancora realizzare investimenti per 35 milioni di dollari statunitensi. Edesur ha presentato ricorso amministrativo contro la risoluzione n. 525; allo stesso tempo la società ha presentato l'adeguamento del Piano di Investimenti 2010 per un importo superiore alle richieste di ENRE e ha dettagliato le azioni del "*Programa de Regularización Operativo*" per ottobre 2010 - marzo 2011.

Brasile

Tariffe di distribuzione

Il 10 settembre 2010 il regolatore ANEEL ha formalmente aperto la revisione delle tariffe di distribuzione (terzo ciclo tariffario), presentando una proposta della metodologia e dei parametri di riferimento quali il WACC, la RAB (*Regulatory Asset Base*), le perdite non tecniche e il fattore di efficienza X. Con riferimento alla RAB, il regolatore ha concesso di non sottoporre a revisione gli asset riconosciuti nel periodo precedente, procedendo a un semplice aggiustamento per gli investimenti e le dismissioni effettuati nel corso degli ultimi anni.

Il 1° febbraio 2011 ANEEL ha riferito che prima dell'adozione della nuova metodologia tariffaria saranno mantenute

provvisoriamente costanti le tariffe attualmente in vigore per le società di distribuzione e che saranno effettuati aggiustamenti retroattivi solo a valle dell'approvazione della nuova metodologia.

La società Coelce sarà la prima società di distribuzione brasiliana a essere sottoposta alla revisione per il periodo aprile 2011 - aprile 2014. La revisione di Ampla è invece attesa per il periodo 2014-2019.

Aggiustamenti tariffari annuali

Il 15 marzo 2011 si è concluso il processo di aggiustamento tariffario annuale per la società di distribuzione Ampla, che ha ottenuto un aumento del 10% del VAD (*Valor Agregado de Distribución - Parcela B* in Brasile), componente tariffaria che remunera l'attività di distribuzione.

Interconnessione Argentina-Brasile CIEN

Nel corso del 2010 si sono svolti i negoziati tecnici con il regolatore ANEEL per la determinazione del valore della linea di interconnessione tra Brasile e Argentina CIEN e delle tariffe con cui essa sarà remunerata.

Il 14 dicembre 2010 ANEEL ha formalmente approvato il valore della *Receita Anual Permitida* (RAP) del CIEN, che ammonterà inizialmente a 239 milioni di real brasiliani (pari a circa 150 milioni di dollari statunitensi) sulla base di un valore della linea di circa un miliardo di dollari statunitensi. La risoluzione ANEEL stabilisce inoltre la possibilità di una proroga della concessione oltre i 20 anni attualmente riconosciuti (ossia fino al 2021).

Il 28 dicembre 2010 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie (MME) ha pubblicato la *Portaria* n. 1004/2010, con cui si ratifica la RAP del CIEN e si sollecita una manifestazione di interesse per l'equiparazione della linea di interconnessione con la rete di trasmissione, alla luce delle condizioni particolari applicate da ANEEL.

Il 2 febbraio 2011, su richiesta del MME, ANEEL ha modificato il valore della RAP del CIEN a 248 milioni di real brasiliani (valore aggiornato a giugno 2010). Il 23 febbraio 2011 il MME ha pubblicato la *Portaria* n. 126/2011 che emenda la precedente *Portaria* n. 1004/2010 chiarendo che al termine del periodo di concessione gli investimenti non ammortizzati saranno indennizzati al valore residuo (in coerenza con quanto stabilito dalla legge n. 8987 sulle concessioni amministrative). A valle di quest'ultima

Portaria, il 28 febbraio 2011 CIEN ha manifestato esplicito interesse per il processo di equiparazione con la rete di trasmissione e il 5 aprile 2011 sono state pubblicate sul Diario Ufficiale le *Portaria* ministeriali n. 210/2011 e n. 211/2011 che equiparano il CIEN a una linea di interconnessione regolata con remunerazione annua di 248 milioni di real brasiliani. L'ultima fase del processo riguarderà solo la firma dei contratti con l'operatore del mercato brasiliano ONS.

Cile

Normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche

Il 18 gennaio 2011 il Presidente cileno e il Ministro dell'Ambiente hanno firmato il decreto contenente le norme sulle emissioni delle centrali termoelettriche, inviandolo, per l'approvazione finale, alla *Contraloría General de la República*. Tra le principali novità del testo, rispetto alla versione inizialmente proposta dal Governo Bachelet, rilevano la rimozione della convergenza degli *standard* tra centrali esistenti e nuove entro il 2020, il riconoscimento degli impianti in costruzione come impianti esistenti e

l'estensione del periodo di adeguamento agli obblighi per gli impianti esistenti.

Revisione delle tariffe di subtrasmissione

È in corso il processo di revisione delle tariffe di subtrasmissione di Chilectra, che saranno in vigore per quattro anni con avvio retroattivo a partire da novembre 2010. Il 16 marzo 2011 il regolatore CNE ha reso pubblico un nuovo rapporto tecnico sulle proposte di tariffe di subtrasmissione, inteso a correggere alcuni errori della versione precedente, pubblicata il 21 febbraio 2011. La CNE dovrà ora pubblicare la sua risoluzione tariffaria definitiva. Il processo di revisione tariffaria dovrebbe concludersi a maggio-giugno 2011.

Decreto de Racionamiento

Il 17 febbraio 2011 è stato pubblicato il decreto ministeriale n. 26 che fissa misure di tipo operativo per prevenire, ridurre e gestire gli *shortage* di energia nel Sistema Interconnesso Centrale (riduzione del voltaggio, mantenimento delle riserve idroelettriche ecc.). Tale decreto ministeriale sarà in vigore sino al 31 agosto 2011.

Internazionale

Francia

Legge NOME

Il 7 dicembre 2010 è stata ufficialmente pubblicata la legge NOME (*Nouvelle Organization du Marché de l'Électricité*), che riprende le principali raccomandazioni della Commissione Champsaur (2009) e contiene elementi di riforma che consentiranno una crescente apertura alla concorrenza del mercato elettrico francese e il superamento delle tariffe TaRTAM.

Il Governo francese intende avviare l'attuazione del meccanismo ARENH, introdotto dalla legge NOME, il 1° luglio 2011: tale meccanismo (acronimo di "*Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique*") prevede l'accesso per i fornitori alternativi a energia di base nucleare a prezzi

regolati per un periodo di 15 anni, con volumi calcolati annualmente e un tetto complessivo massimo di 100 TWh. I progetti dei decreti attuativi necessari per l'attuazione del meccanismo ARENH sono stati pubblicati e sottoposti a consultazione: in particolare, il 26 gennaio 2011 è stata pubblicata la prima bozza di decreto sulle condizioni di accesso all'ARENH e sono stati avviati i lavori della Commissione Champsaur sul prezzo regolato dell'energia ARENH. Nel mese di marzo 2011 sono state sottoposte a pubblica consultazione le bozze dei restanti decreti applicativi sull'ARENH e la bozza di accordo quadro tra EDF e i singoli fornitori alternativi per la consegna dei volumi regolati.

Il 19 aprile 2011 il Ministro dell'Economia ha confermato l'intenzione del Governo di consentire le vendite di energia ARENH dal 1° luglio e ha anticipato gli orientamenti sulle condizioni economiche di accesso all'ARENH, che saranno definitivamente adottate con decreto ministeriale.

Romania

Riforma del settore elettrico

L'Autorità Antitrust, durante il mese di maggio 2010, ha effettuato una consultazione con gli operatori di mercato sulla ristrutturazione del settore elettrico rumeno proposta dal Governo. La ristrutturazione prevede la creazione di due società di generazione (Electra e Hidroenergetica) nelle quali confluirebbero le preesistenti imprese, concentrando circa il 95% della generazione nelle mani dello Stato.

Enel ha accettato positivamente l'apertura ai commenti degli operatori e ha espresso perplessità per una riforma che implicherebbe forte concentrazione della generazione e scarsi incentivi agli investimenti nel settore da parte di potenziali operatori stranieri. Enel ha altresì proposto alcune soluzioni alternative in un'ottica di maggiore trasparenza del mercato all'ingrosso, maggiore liquidità negli scambi sulle piattaforme di *trading*, remunerazione adeguata per gli investitori, stabilità dell'approvvigionamento di energia. Il 17 marzo 2011 la Corte d'Appello di Bucarest ha rigettato l'appello fatto da Nuclearelectrica contro la sentenza della Corte di Bucarest che aveva deciso contro la costituzione delle due compagnie Electra e Hidroenergetica.

Russia

Capacity market

Dal 1° gennaio 2011 tutta la capacità, a eccezione dei volumi dei clienti *household* e della regione caucasica, è venduta sul mercato libero.

A valle di un lungo processo di consultazione, nei mesi di febbraio e aprile 2010 il Governo ha pubblicato due decreti per la regolamentazione del nuovo mercato della capacità a lungo termine e per la definizione dei parametri di prezzo sia per la nuova capacità, sia per la capacità esistente.

Il nuovo mercato della capacità è stato avviato nel 2011 nelle zone Europa, Urali (*Price Zone 1*) e Siberia (*Price Zone 2*), ognuna delle quali è a sua volta suddivisa sulla base dei limiti della capacità di interconnessione in *Free Capacity Transfer Zones*. La prima asta si è svolta nel mese di ottobre 2010 e ha riguardato la consegna della capacità per il 2011. Tutti gli impianti Enel sono stati selezionati.

Nelle zone di mercato, *Free Capacity Transfer Zones*, il prezzo di remunerazione è influenzato dalle dinamiche di mercato (domanda e offerta); nelle zone dove la concorrenza tra generatori è limitata, al prezzo di offerta è applicato un *cap* ed è prevista una remunerazione minima o *floor*.

Per il 2011 il *price cap* definito per le zone rilevanti per Enel è pari a 118,125 RUR/MW/mese. Per il 2011 le zone di mercato (*Free Capacity Transfer Zones*) in cui è stato applicato il *price cap* sono 27 (su un totale di 29); per Enel OGK-5 il *price cap* è stato applicato solo all'impianto di Nevinnomysskaya.

Il 1° aprile 2011, con effetto retroattivo al 1° gennaio 2011, il Governo ha pubblicato le nuove *target rules* per il mercato *wholesale*. Le maggiori novità introdotte consistono nello slittamento dell'avvio delle aste quadriennali di capacità al 2013 e, solo per il 2011, nella non applicazione dell'indicizzazione all'inflazione del prezzo di mercato per la remunerazione della capacità. Inoltre, il Governo si impegna ad attuare un sistema di garanzie per gli scambi nei mercati centralizzati e richiede a FAS (*Federal Antitrust Services*) di effettuare un nuovo *assessment* della concorrenza del mercato della capacità ed eventualmente proporre una ridefinizione delle zone di mercato (*Free Capacity Transfer Zones*). In base ai decreti di gennaio e febbraio 2011, gli investimenti in nuova capacità sono remunerati sulla base dei *Capacity Contracts* (DPM), che per Enel sono le due nuove unità a ciclo combinato a gas in costruzione di Nevinnomysskaya e Sredneuralskaya (capacità commerciale attesa pari a 400 MW ciascuna). In base ai DPM la capacità offerta ha priorità di selezione nel mercato e una remunerazione garantita (*capacity payment*) per 10 anni. Inoltre, per alcuni nuovi impianti è ammessa la negoziazione *ad hoc* a copertura dei livelli effettivi di investimento. Per Enel è in corso la negoziazione per la nuova unità di Nevinnomysskaya.

Mercato della vendita

Col decreto n. 1242 del 31 dicembre 2010 sono definite le regole transitorie 2011 del mercato *retail*. I maggiori cambiamenti introdotti riguardano l'abolizione delle gare per

l'individuazione del *Guarantee Supplier* e una nuova definizione del *price cap* applicato ai *Guarantee Supplier* per le vendite di energia e capacità non regolate.

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 sono stati selezionati alla fine del 2010 dall'operatore responsabile per la sicurezza del sistema, *System Operator of the Unified Energy System of Russia* (SO UES). Enel, con i due gruppi di Kolomenskaya, è stata selezionata per offrire i servizi di regolazione di frequenza primaria e regolazione automatica secondaria di frequenza e potenza.

Slovacchia

Nuova politica regolatoria per il periodo 2012-2016

A marzo 2011 il regolatore URSO ha emanato una nuova politica regolatoria per il periodo 2012-2016. La nuova strategia introduce il quadro generale e gli obiettivi per il prossimo ciclo regolatorio. Il prossimo sarà il quarto periodo regolatorio e per la prima volta avrà durata quinquennale. Le principali indicazioni stabilite dalla strategia regolatoria possono essere sintetizzate come segue:

- > durata quinquennale del periodo regolatorio;
- > inclusione dei principi del Terzo Pacchetto;
- > regolazione incentivante (*price cap*) su tutta la filiera elettrica dove è prevista regolazione (esclusa la tariffa per l'impianto *must-run* ENO);
- > cambio nel ritiro dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili e da cogenerazione (organizzato dall'operatore di mercato OKTE);
- > enfasi sugli *standard* di qualità.

La legislazione relativa alla nuova politica regolatoria sarà emanata nella seconda metà dell'anno.

Impianti *must-run*

A settembre 2010 il regolatore ha emanato la decisione sul prezzo, in base alla quale stabilisce le tariffe per ENO per il 2011 a 40,25 euro/MWh e Y (fattore di aggiustamen-

to per la tariffa di remunerazione di ENO) pari al 32,6%. La tariffa copre la diminuzione dei prezzi, le correzioni per il periodo scorso, l'aumento dei prezzi del carbone e l'aumento dei ricavi per i servizi ancillari. La produzione di ENO è garantita fino al 2020 a circa 1.700 GWh.

Legge n. 309/2009 sul supporto all'energia prodotta da fonti rinnovabili e cogenerazione

A dicembre 2010 il Parlamento slovacco ha approvato la modifica della legge a supporto della generazione di elettricità da fonti rinnovabili e da cogenerazione, che è entrata in vigore da febbraio 2011 e che prevede tre sostanziali modifiche:

- > una *feed in tariff* solo per i pannelli fotovoltaici su edifici con capacità installata fino a 100 kW;
- > affinché un impianto pre-esistente sia eleggibile per la remunerazione attraverso *feed in tariff*, i costi di riqualificazione dell'impianto devono essere superiori al 50% dei costi per un impianto di pari caratteristiche costruito *ex novo* (esclusi impianti idroelettrici fino a 2 MW);
- > solo gli impianti con capacità installata inferiore a 1 MW saranno definiti non responsabili delle loro deviazioni dai programmi di produzione giornalieri.

Emission Trading

Nel corso del primo trimestre del 2011 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 0,86 Mton, a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate su base *pro rata temporis*, che per lo stesso periodo di competenza sono pari a circa 1,35 Mton.

Decreto URSO n. 2/2008 modificato dal decreto URSO n. 7/2011

Il decreto URSO n. 2/2008 è stato modificato alla fine di marzo 2011 dal decreto n. 7/2011, che è entrato in vigore dal 1° aprile 2011. Il decreto contiene i livelli delle *feed in tariff* e la relativa modalità di calcolo. Il decreto introduce:

- > l'indicizzazione delle *feed in tariff* all'inflazione;
- > il meccanismo per il calcolo delle tariffe per i vecchi impianti;
- > il meccanismo per il calcolo delle tariffe per gli impianti riqualificati (basato sul valore degli investimenti);

> le *feed in tariff* fino a giugno 2011 e le *feed in tariff* da luglio 2011.

Ordinanza del Ministero dell'Ambiente in relazione alla tassazione sulla CO₂

In base all'approvazione dell'emendamento del decreto n. 595/2003 sulla tassazione dei profitti della fine di

dicembre 2010, che introduceva la tassazione sulla CO₂ per gli anni 2011 e 2012, il Ministro dell'Ambiente, a valle di un processo di consultazione, sta preparando l'ordinanza sulla modalità di calcolo della tassazione sulla CO₂. Il processo di consultazione è cominciato all'inizio di marzo e si è concluso il 15 marzo 2011. L'ordinanza è nella fase finale di preparazione e si prevede che entrerà in vigore a breve termine.

Energie Rinnovabili

Italia

Recepimento della direttiva 28/2009/CE

Il decreto legislativo n. 28/2011 di attuazione della direttiva n. 28/2009 ha definito nuovi strumenti di incentivazione per gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili e che entreranno in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013. In particolare, sulla base di quanto stabilito dal decreto e che dovrà essere specificato nei decreti attuativi da emanarsi entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, gli impianti di potenza nominale fino a un valore differenziato per fonte, non ancora definito ma comunque non inferiore a 5 MW, saranno incentivati tramite tariffe fisse. Gli incentivi saranno invece determinati tramite aste al ribasso gestite dal GSE per tutti gli impianti di potenza nominale superiore ai valori di cui sopra. Per quanto riguarda gli interventi di rifacimento totale o parziale degli impianti, l'incentivo è attribuito, per contingenti di potenza, fino a un massimo pari, rispettivamente, al 25% e al 50% dell'incentivo spettante per le produzioni da impianti nuovi (per gli impianti alimentati a biomassa tali percentuali sono fissate in 80% e 90%), a condizione che l'impianto oggetto dell'intervento sia in esercizio da un periodo pari almeno ai due terzi della sua vita utile convenzionale.

Il decreto stabilisce, inoltre, un periodo di transizione dal meccanismo attuale dei certificati verdi (CV) al meccanismo di aste e tariffe. Tale periodo di transizione consiste nella riduzione delle percentuali d'obbligo dei CV a partire dal valore fissato dalla Finanziaria 2008 per l'anno 2012 fino all'annullamento nel 2015. I CV relativi alle produzioni

2011-2015 verranno ritirati dal GSE a un prezzo pari al 78% del valore di riferimento di cui al comma 148 dell'art. 2 della Finanziaria 2008 (pari a 180 euro/MWh al netto del prezzo medio di cessione dell'energia nell'anno precedente fissato dall'AEEG). Il diritto a fruire dei CV per gli anni successivi al 2015 è commutato nel diritto ad accedere, per il periodo residuo di incentivazione, alle tariffe fisse di cui sopra.

Infine, per quanto riguarda l'incentivazione degli impianti fotovoltaici, il decreto legislativo introduce importanti modifiche per le quali si rimanda al paragrafo seguente.

Conto Energia

Il decreto legislativo n. 28/2011 prevede che le tariffe incentivanti definite con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010 ("Terzo Conto Energia") saranno riconosciute limitatamente agli impianti che entreranno in esercizio entro il 31 maggio 2011, abrogandone la validità originariamente stabilita fino a tutto il 2013. Gli incentivi da applicare agli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 1° giugno 2011, fatta eccezione per gli impianti di cui alla legge n. 129/2010 ("Salva Alcoa"), verranno stabiliti tramite un apposito decreto ministeriale. Il decreto legislativo n. 28/2011 stabilisce inoltre i criteri per la definizione degli incentivi ai quali il decreto ministeriale da emanare dovrà conformarsi:

> determinazione di un limite annuale di potenza cumulativa degli impianti che possono ottenere le tariffe incentivanti;

- > determinazione delle tariffe incentivanti tenendo conto della riduzione dei costi tecnologici e degli incentivi applicati negli Stati Membri dell'Unione Europea;
- > determinazione di tariffe e limiti annuali differenziati sulla base del tipo di installazione.

Efficienza energetica

Con sentenza del 21 dicembre 2010 il TAR ha respinto il ricorso presentato da Enel.si avverso il mancato riconoscimento da parte dell'AEEG dei risparmi energetici ottenuti attraverso la distribuzione gratuita di lampade fluorescenti compatte (LFC) a clienti domestici, relativi al 2007 e al primo semestre del 2008.

Enel.si, in data 21 marzo 2011, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato.

Francia

Nuove tariffe per la remunerazione degli impianti fotovoltaici

Il Ministero dell'Ambiente ha pubblicato un decreto il 4 marzo 2011 che disciplina le nuove tariffe incentivanti per gli impianti fotovoltaici che entreranno in esercizio a partire dal 10 marzo. I valori tariffari di base si differenziano in:

- > impianti residenziali integrati (460 euro/MWh) e parzialmente integrati (288 euro/MWh) inferiori a 100 kW;
- > impianti su edifici nel settore della sanità e dell'insegnamento integrati (406 euro/MWh) e parzialmente integrati (288 euro/MWh) inferiori a 100 kW;
- > altri impianti su edifici integrati (352 euro/MWh) e parzialmente integrati (288 euro/MWh) inferiori a 100 kW;
- > altre tipologie di impianti inferiori a 12 MW (120 euro/MWh).

Inoltre, le tariffe sono aggiornate trimestralmente al ribasso secondo i seguenti parametri:

- > un coefficiente sulla base della concentrazione di impianti in una medesima particella catastale, o su un medesimo edificio;
- > un coefficiente in funzione del numero di progetti depositati nel trimestre precedente.

Grecia

Provvedimenti normativi di supporto alle energie rinnovabili

Il Ministero dell'Energia e dell'Ambiente e il Ministero dell'Economia hanno concordato a marzo 2011 l'approvazione per il trasferimento a favore dell'operatore di trasmissione del 95% dei ricavi che deriveranno dalla vendita di 10 Mton di allocazioni di CO₂ non utilizzate nel periodo 2008-2012. I ricavi verranno utilizzati per la copertura dei costi delle tariffe di incentivazione per le fonti rinnovabili da parte del TSO.

Messico

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il Ministero dell'Energia (SENER) ha annunciato il 4 febbraio 2011 la riduzione del *target*, previsto per il 2012, per un ammontare di 300 MW (da 2.564 MW a 2.264 MW).

Nonostante la riduzione del *target*, il 1° marzo il Presidente ha emanato un documento riguardante il piano strategico nazionale sull'energia per il periodo 2011-2025 nel quale si prevede che la quota di partecipazione delle energie rinnovabili sia pari al 35%. La bozza si trova all'esame del Senato ai fini dell'approvazione finale.

In parallelo, il 2 marzo 2011 è stato approvato dal Parlamento la modifica di legge sulle rinnovabili che prevede l'estensione dei meccanismi incentivanti per gli impianti idroelettrici con potenza maggiore a 30 MW con bacino inferiore a 50.000 m³ o con dighe esistenti con una superficie inferiore a 1 ettaro.

Spagna

Remunerazione impianti fotovoltaici

Il 31 marzo 2011 il Governo ha pubblicato l'esito della prima *convocatoria* del 2011. In funzione della potenza registrata e delle riduzioni previste dal regio decreto n. 1565/2010 (45% per gli impianti a terra, 5% per installazioni integrate minori o uguali a 20 kW e 25% per quelle maggiori a 20 kW), le tariffe per trimestre per gli impianti che si registreranno nella seconda *convocatoria* del 2011 sono state ricalcolate e fissate come segue: per le installazioni integrate, 288,82 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 203,73 euro/MWh per quelli maggiori a 20 kW; per le installazioni di terra, 134,59 euro/MWh.

USA

Legge di supporto alle energie rinnovabili

La Commissione delle *Utility* Pubbliche della California (CPUC) ha votato il 13 gennaio 2011 per l'autorizzazione al *trading* dei certificati che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili (TREC) al fine di raggiungere l'obiettivo del 33% al 2020. Entro il 31 dicembre 2013 le *utility* potranno utilizzare i certificati scambiati per soddisfare fino al 25% del loro obbligo. Il 12 aprile 2011 il governatore della California ha approvato un decreto per l'obbligo in capo a tutte le *utility* di rispettare il *target* del 33% di energia finale prodotta da fonti rinnovabili entro il 2020.

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			
	2011	2010	Variazioni	
Produzione netta:				
- termoelettrica	58.117	57.465	652	1,1%
- idroelettrica	9.775	10.668	(893)	-8,4%
- eolica	2.225	2.439	(214)	-8,8%
- geotermoelettrica e da altre fonti	1.794	1.473	321	21,8%
Totale produzione netta	71.911	72.045	(134)	-0,2%
Importazioni nette	11.987	11.691	296	2,5%
Energia immessa in rete	83.898	83.736	162	0,2%
Consumi per pompaggi	(639)	(1.351)	712	52,7%
Energia richiesta sulla rete	83.259	82.385	874	1,1%

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo marzo 2011).

- > L'*energia richiesta* in Italia nel primo trimestre 2011 risulta in aumento dell'1,1% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2010, attestandosi a 83,3 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'85,6% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,8% nel primo trimestre del 2010) e per il restante 14,4% dalle importazioni nette (14,2% nel primo trimestre del 2010).
- > Le *importazioni nette* del primo trimestre 2011 registrano un incremento di 0,3 TWh, per effetto essenzialmente del differenziale dei prezzi dell'energia elettrica nei Paesi esteri rispetto al mercato italiano.
- > La *produzione netta* del primo trimestre 2011 presenta un andamento in linea con l'analogo periodo del 2010 (-0,1 TWh). La riduzione della produzione idroelettrica (-0,9 TWh) e della produzione da fonte eolica (-0,2 TWh) è stata solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione termoelettrica (+0,7 TWh) e della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+0,3 TWh).

Domanda di gas naturale in Italia

Miliardi di m ³	1° trimestre			
	2011	2010	Variazioni	
Usi domestici e civili	15,6	16,2	(0,6)	-3,7%
Industria e servizi	4,4	4,5	(0,1)	-2,2%
Termoelettrico	7,9	7,8	0,1	1,3%
Altro ⁽¹⁾	0,6	0,7	(0,1)	-14,3%
Totale	28,5	29,2	(0,7)	-2,4%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nel primo trimestre del 2011 si attesta a 28,5 miliardi di metri cubi, registrando un decremento del 2,4%. La riduzione ha riguardato tutte le tipologie di consumi, a eccezione del termoelettrico che risente della maggiore produzione netta di energia

elettrica da tale fonte; i consumi domestici e civili risultano invece in diminuzione, a seguito essenzialmente di condizioni climatiche meno rigide rispetto al primo trimestre dell'esercizio precedente.

Flussi di energia elettrica e gas di Enel

	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
	1° trimestre 2011			1° trimestre 2010		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	19,7	53,8	73,5	20,7	51,9	72,6
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	62,4	47,8	110,2	61,9	46,2	108,1
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	27,0	53,0	80,0	29,6	50,4	80,0
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	2,1	1,2	3,3	2,4	1,1	3,5

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

- > La *produzione netta* di Enel nel primo trimestre 2011 è complessivamente pari a 73,5 TWh, in aumento dell'1,2% rispetto all'analogo periodo del 2010; in particolare, la minor produzione rilevata in Italia (-1,0 TWh, pari al 4,8%), caratterizzata da una riduzione della generazione su tutte le tecnologie produttive a eccezione del geotermoelettrico, è stata più che compensata da un incremento della produzione all'estero (+1,9 TWh, pari al +3,7%). Tale ultima variazione è riferibile a una maggior produzione da fonte termoelettrica, che ha più che compensato la riduzione nella generazione da fonte nucleare (dovuta sostanzialmente ad alcuni fermi degli impianti spagnoli), e da fonte idroelettrica, connessa alle peggiori condizioni di idraulicità rispetto al primo trimestre 2010;
- > l'*energia trasportata* da Enel nel primo trimestre 2011 è complessivamente pari a 110,2 TWh, con un incremento

dell'1,9% che riflette sostanzialmente l'andamento della richiesta sulla rete nazionale e degli altri Paesi in cui Enel opera;

- > l'*energia venduta* da Enel nel primo trimestre 2011 si attesta a 80,0 TWh, così come nel primo trimestre 2010. In particolare, la riduzione delle quantità vendute sul mercato domestico (-2,6 TWh), sia sul mercato libero sia ai clienti in regime di maggior tutela, è stata interamente compensata dalle maggiori vendite all'estero e in particolare in Cile, Francia e Russia;
- > il *gas venduto* complessivamente nel primo trimestre 2011 è in calo di 0,2 miliardi di metri cubi, riflettendo essenzialmente i minori consumi registrati sul mercato nazionale e mantenendosi sostanzialmente invariato nei mercati esteri.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento del primo trimestre 2011, rispetto allo stesso periodo del 2010, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > costituzione della società SE Hydropower, attiva nel-

la generazione di energia elettrica nella provincia di Bolzano, su cui Enel, pur detenendo il 40% del capitale della società, esercita il controllo in forza di specifici patti parasociali che regolano la *governance* della socie-

- tà stessa. Enel consolida SE Hydropower dal 1° giugno 2010 con il metodo integrale. In ragione delle modalità di costituzione della società, tale operazione si qualifica come aggregazione aziendale; a tal proposito si segnala che i *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte con tale operazione sono iscritti in via provvisoria in attesa di definizione puntuale secondo quanto previsto dall'IFRS 3;
- > cessione, in data 1° luglio 2010, del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
 - > cessione, in data 17 dicembre 2010, dell'80% del capitale di Nubia 2000, società titolare delle attività (acquisite in corso d'anno da Endesa Gas) nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna; nel perimetro della vendita è ricompresa una partecipazione del 35% in Gas Aragon, acquisita precedentemente da Nubia 2000;
 - > cessione, in data 24 febbraio 2011, della società Compañía Americana de Multiservicios (CAM), operante in America Latina nel settore dei servizi generali;

- > cessione, in data 1° marzo 2011, della società Synapsis Soluciones y Servicios IT (Synapsis), operante in America Latina nel settore dei servizi informatici.

Si segnala che le "Attività nette possedute per la vendita" rispetto al 31 dicembre 2010 risentono, oltre che della sopra citata cessione di CAM e Synapsis, dell'inclusione in tale perimetro delle attività nette relative a Deval e Valenergia a seguito delle decisioni assunte dal *management* di Enel e dello stato delle trattative in corso circa la loro cessione. Tali attività nette includono, inoltre, così come al 31 dicembre 2010, Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria, Enel Green Power Bulgaria, Endesa Ireland e la quota di attività di Enel Unión Fenosa Renovables oggetto di cessione a Gas Natural.

Risultati per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei due periodi messi a confronto.

Risultati per area di attività del primo trimestre 2011 e 2010

Primo trimestre del 2011 ⁽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	4.884	3.501	15	680	8.001	1.870	487	88	13	(3)	19.536
Ricavi intersettoriali	46	1.594	80	1.103	96	155	119	70	238	(3.501)	-
Totale ricavi	4.930	5.095	95	1.783	8.097	2.025	606	158	251	(3.504)	19.536
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	15	82	-	-	(12)	(18)	2	-	-	-	69
Margine operativo lordo	179	558	3	984	1.820	449	390	(17)	36	(3)	4.399
Ammortamenti e perdite di valore	57	140	1	225	668	155	91	2	24	-	1.363
Risultato operativo	122	418	2	759	1.152	294	299	(19)	12	(3)	3.036
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(680)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	830
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.526
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.526
Attività operative	7.247 ⁽²⁾	15.019	183	17.944 ⁽⁴⁾	76.012 ⁽⁷⁾	13.635 ⁽⁹⁾	9.855 ⁽¹²⁾	1.218	1.976	(4.683)	138.406
Passività operative	5.588 ⁽³⁾	4.219	245	5.798 ⁽⁵⁾	11.774 ⁽⁸⁾	5.127 ⁽¹⁰⁾	1.107 ⁽¹³⁾	1.126	1.261	(4.721)	31.524
Investimenti	1	39	-	238 ⁽⁶⁾	417	229 ⁽¹¹⁾	204	1	3	-	1.132

(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 31 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 85 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 390 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Di cui 47 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(9) Di cui 559 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(10) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(11) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(12) Di cui 397 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(13) Di cui 12 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primo trimestre del 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 commodity	(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 con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(935)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	869
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.326
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.326
Attività operative ⁽²⁾	6.162	14.934	316	17.680	77.764 ⁽³⁾	13.103 ⁽⁶⁾	9.654 ⁽⁸⁾	1.075	2.529	(5.732)	137.485
Passività operative ⁽²⁾	5.673	4.467	374	5.825	13.500 ⁽⁴⁾	5.184 ⁽⁷⁾	1.235 ⁽⁹⁾	1.166	1.543	(5.734)	33.233
Investimenti	4	131	1	238	381 ⁽⁵⁾	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) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Il dato non include 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(9) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro

	al 31.03.2011	al 31.12.2010
Totale attività	166.612	168.052
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	20.745	22.934
Attività di natura fiscale	7.461	7.633
Attività di settore	138.406	137.485
- di cui:		
Mercato ⁽¹⁾	7.247	6.162
Generazione ed Energy Management	15.019	14.934
Ingegneria e Innovazione	183	316
Infrastrutture e Reti ⁽²⁾	17.944	17.680
Iberia e America Latina ⁽³⁾	76.012	77.764
Internazionale ⁽⁴⁾	13.635	13.103
Energie Rinnovabili ⁽⁵⁾	9.855	9.654
Capogruppo	1.218	1.075
Servizi e Altre attività	1.976	2.529
Elisioni e rettifiche	(4.683)	(5.732)
Totale passività	112.439	114.507
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	67.302	68.683
Passività di natura fiscale	13.613	12.591
Passività di settore	31.524	33.233
- di cui:		
Mercato ⁽⁶⁾	5.588	5.673
Generazione ed Energy Management	4.219	4.467
Ingegneria e Innovazione	245	374
Infrastrutture e Reti ⁽⁷⁾	5.798	5.825
Iberia e America Latina ⁽⁸⁾	11.774	13.500
Internazionale ⁽⁹⁾	5.127	5.184
Energie Rinnovabili ⁽¹⁰⁾	1.107	1.235
Capogruppo	1.126	1.166
Servizi e Altre attività	1.261	1.543
Elisioni e rettifiche	(4.721)	(5.734)

(1) Di cui 31 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011.

(2) Di cui 85 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011.

(3) Di cui 390 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (484 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(4) Di cui 559 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (592 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(5) Di cui 397 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (399 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(6) Di cui 7 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011.

(7) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011.

(8) Di cui 47 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (145 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(9) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (26 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(10) Di cui 12 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (14 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Mercato

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2011	2010	Variazioni	
Clienti <i>mass market</i>	7.092	7.137	(45)	-0,6%
Clienti <i>business</i> ⁽¹⁾	2.528	3.108	(580)	-18,7%
Clienti in regime di salvaguardia	493	1.042	(549)	-52,7%
Totale mercato libero ⁽²⁾	10.113	11.287	(1.174)	-10,4%
Totale mercato regolato (mercato di maggior tutela)	16.803	18.261	(1.458)	-8,0%
TOTALE	26.916	29.548	(2.632)	-8,9%

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

(2) Il dato del primo trimestre 2010 del mercato libero tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità vendute sulla base dei dati definitivi comunicati da Terna.

L'energia venduta nel primo trimestre 2011 è pari a 26.916 milioni di kWh, in diminuzione di 2.632 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, per effetto delle minori vendite sia sul mercato libero sia ai

clienti in regime di maggior tutela, queste ultime connesse essenzialmente alla sempre maggiore competitività del mercato.

Vendite di gas naturale

Milioni di m ³	1° trimestre			
	2011	2010	Variazioni	
Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾	1.682	1.767	(85)	-4,8%
Clienti <i>business</i>	374	602	(228)	-37,9%
Totale	2.056	2.369	(313)	-13,2%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel primo trimestre 2011 è pari a 2.056 milioni di metri cubi, in diminuzione di 313 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio.

Tale decremento è attribuibile essenzialmente ai minori volumi venduti ai clienti *business*, cui si aggiunge il decremento delle vendite alla clientela *mass market*.

Risultati economici

Milioni di euro

1° trimestre

	2011	2010	Variazione
Ricavi	4.930	5.088	(158)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	15	(181)	196
<i>Margine operativo lordo</i>	179	157	22
Risultato operativo	122	78	44
Attività operative ⁽¹⁾	7.247	6.162 ⁽²⁾	1.085
Passività operative ⁽³⁾	5.588	5.673 ⁽²⁾	(85)
Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾	3.817	3.823 ⁽²⁾	(6)
Investimenti	1	4	(3)

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

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Include 18 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (0 al 31 dicembre 2010).

I **ricavi** del primo trimestre 2011 ammontano a 4.930 milioni di euro, in diminuzione di 158 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2010 (-3,1%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 75 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-1,2 TWh);
- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 17 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-1,4 TWh) ai clienti in regime di maggior tutela per effetto dell'apertura del mercato e alla riduzione dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione. Tali fenomeni negativi sono in parte compensati dall'incremento dei ricavi medi connessi alla copertura dei costi di generazione;
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 28 milioni di euro, prevalentemente correlabili alle minori quantità vendute (-313 milioni di metri cubi);
- > minori contributi di allacciamento per 27 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2011 si attesta a 179 milioni di euro, in aumento di 22 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2010. Tale incremento è sostanzialmente imputabile:

- > all'incremento del margine energia del mercato libero per 64 milioni di euro; l'aumento dei costi di

approvvigionamento è stato infatti più che compensato dagli effetti netti della gestione del rischio *commodity* determinando un incremento del margine unitario;

- > al minor margine sulle attività di vendita di energia elettrica nel mercato regolato per 8 milioni di euro, da riferire sostanzialmente ai minori volumi venduti;
- > al minor margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 8 milioni di euro, prevalentemente riferibile alle minori quantità vendute;
- > ai maggiori costi operativi per 25 milioni di euro, relativi essenzialmente ai maggiori costi di acquisizione e gestione dei clienti sul mercato libero.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2011, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 57 milioni di euro (79 milioni di euro nell'analogo periodo del 2010), è pari a 122 milioni di euro, in aumento di 44 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2010. Il decremento degli ammortamenti e delle perdite di valore è prevalentemente riferibile ai minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 1 milione di euro, in diminuzione di 3 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Generazione ed Energy Management

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2011	2010	Variazioni	
Termoelettrica	12.397	12.943	(546)	-4,2%
Idroelettrica	4.321	4.827	(506)	-10,5%
Altre fonti	1	1	-	-
Totale produzione netta	16.719	17.771	(1.052)	-5,9%

Nel primo trimestre 2011 la produzione netta di energia elettrica ammonta a 16.719 milioni di kWh registrando un decremento del 5,9% rispetto all'analogo periodo

dell'esercizio precedente, che ha riguardato sia la produzione termoelettrica (-546 milioni di kWh) sia la produzione da fonte idroelettrica (-506 milioni di kWh).

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2011		2010		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	146	1,1%	247	1,8%	(101)	-40,9%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	106	0,8%	177	1,3%	(71)	-40,1%
Totale olio combustibile	252	1,9%	424	3,1%	(172)	-40,6%
Gas naturale	4.957	37,7%	5.375	39,1%	(418)	-7,8%
Carbone	7.815	59,5%	7.831	56,9%	(16)	-0,2%
Altri combustibili	117	0,9%	123	0,9%	(6)	-4,9%
TOTALE	13.141	100,0%	13.753	100,0%	(612)	-4,4%

La produzione termoelettrica lorda del primo trimestre 2011 si è ridotta rispetto a quella dell'analogo periodo del 2010 del 4,4%. Tale riduzione, in particolare, ha riguardato tutti gli impianti che utilizzano il gas naturale e l'olio

combustibile, per effetto del minor impiego degli impianti a ciclo combinato e della ridotta competitività degli impianti tradizionali a olio-gas.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2011	2010	Variazione
Ricavi	5.095	4.468	627
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	82	203	(121)
<i>Margine operativo lordo</i>	558	660	(102)
Risultato operativo	418	520	(102)
Attività operative	15.019	14.934 ⁽¹⁾	85
Passività operative	4.219	4.467 ⁽¹⁾	(248)
Dipendenti a fine periodo (n.)	6.564	6.601 ⁽¹⁾	(37)
Investimenti	39	131	(92)

(1) Al 31 dicembre 2010.

I **ricavi** del primo trimestre 2011 ammontano a 5.095 milioni di euro, in aumento di 627 milioni di euro (+14,0%) rispetto all'analogo periodo del 2010 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > maggiori ricavi per 484 milioni di euro per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica, dovuti essenzialmente alle maggiori quantità vendute (+8,8 TWh);
- > maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 111 milioni di euro, prevalentemente riconducibili all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica (+0,5 TWh) destinata alle altre Divisioni del Gruppo (+54 milioni di euro), a fronte di maggiori attività verso l'estero che hanno più che compensato la contrazione delle vendite in Italia alla Divisione Mercato, nonché ai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+26 milioni di euro);
- > maggiori ricavi per *trading* di combustibili pari a 38 milioni di euro, attribuibili all'incremento dei ricavi da vendita di gas naturale per 30 milioni di euro, nonché all'incremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 8 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per 37 milioni di euro, riconducibili al riconoscimento da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera ARG/elt n. 38/11) del contributo per il 2010 relativo all'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrealvaldiga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*;
- > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 26 milioni di euro.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati da

minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 96 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-1,0 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita.

Il **marginale operativo lordo** del primo trimestre 2011 si attesta a 558 milioni di euro, in diminuzione di 102 milioni di euro (-15,5%) rispetto ai 660 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2010. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile alla riduzione del margine di generazione (-88 milioni di euro), riferibile essenzialmente alla minore produzione idroelettrica e al decremento del margine da vendita di gas naturale (-35 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dall'incremento del margine da *trading* (+25 milioni di euro).

Il **risultato operativo** si attesta a 418 milioni di euro e, a parità di ammortamenti e perdite di valore, risulta in diminuzione di 102 milioni di euro (-19,6%) rispetto ai 520 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2010.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre 2011 ammontano a 39 milioni di euro e sono prevalentemente riferibili a impianti di generazione. I principali investimenti riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici, nonché interventi di costruzione di nuovi impianti idroelettrici e di rifacimento/ripotenziamento di impianti già esistenti. La diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente riflette la conclusione di alcuni progetti rilevanti, tra cui la riconversione a carbone dell'impianto di Torrealvaldiga Nord.

Ingegneria e Innovazione

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2011	2010	Variazione
Ricavi	95	174	(79)
Marginale operativo lordo	3	2	1
Risultato operativo	2	1	1
Attività operative	183	316 ⁽¹⁾	(133)
Passività operative	245	374 ⁽¹⁾	(129)
Dipendenti a fine periodo (n.)	1.343	1.339 ⁽¹⁾	4
Investimenti	-	1	(1)

(1) Al 31 dicembre 2010.

I **ricavi** del primo trimestre 2011 ammontano a 95 milioni di euro, in calo di 79 milioni di euro (-45,4%) 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 58 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord, relativa al primo trimestre 2010;
- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 18 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune operazioni finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole;
- > minori attività nei confronti delle società della Divisione

Internazionale per 11 milioni di euro, sostanzialmente connesse alle minori attività in Russia (8 milioni di euro) e in Belgio (7 milioni di euro), solo parzialmente compensate dalle maggiori attività di ammodernamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (4 milioni di euro).

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 3 milioni di euro nel primo trimestre 2011 e presenta un andamento sostanzialmente in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** ammonta a 2 milioni di euro nel primo trimestre 2011, con un incremento, pari a 1 milione di euro, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2011	2010 ⁽¹⁾	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	62.372	61.905	467	0,8%

(1) Il dato del primo trimestre 2010 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo trimestre 2011 registra un aumento di 467 milioni di kWh (+0,8%), passando da 61.905 milioni di kWh del primo

trimestre 2010 a 62.372 del primo trimestre 2011. Tale variazione è sostanzialmente in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica in Italia.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2011	2010	Variazione
Ricavi	1.783	1.697	86
<i>Marginale operativo lordo</i>	<i>984</i>	<i>921</i>	<i>63</i>
Risultato operativo	759	708	51
Attività operative ⁽¹⁾	17.944	17.680 ⁽²⁾	264
Passività operative ⁽³⁾	5.798	5.825 ⁽²⁾	(27)
Dipendenti a fine periodo (n.)	19.022 ⁽⁴⁾	19.152 ⁽²⁾	(130)
Investimenti ⁽⁵⁾	238	238	-

(1) Di cui 85 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Include 155 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011.

(5) Il dato del primo trimestre 2011 non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

I **ricavi** del primo trimestre 2011 ammontano a 1.783 milioni di euro, in aumento di 86 milioni di euro (+5,1%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente a:

- > maggiori ricavi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 52 milioni di euro;
- > maggiori contributi relativi ai titoli di efficienza energetica per 19 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per indennizzi ricevuti a fronte di danni a impianti per 7 milioni di euro;
- > partite pregresse con un impatto positivo per 4 milioni di euro, riferibili sostanzialmente a conguagli e revisioni di stime.

I ricavi da trasporto di energia elettrica risultano sostanzialmente in linea con il corrispondente valore registrato nel periodo precedente. In particolare, l'effetto positivo (+8 milioni di euro) derivante dalle maggiori quantità di energia elettrica distribuita ai clienti finali e l'effetto netto positivo (+2 milioni di euro) dell'aggiornamento delle tariffe (effetto positivo per le tariffe di trasmissione contro un effetto negativo delle tariffe di distribuzione e misura) sono sostanzialmente compensati dall'effetto negativo relativo all'iscrizione nel primo trimestre 2010 della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 984 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 63 milioni di euro (+6,8%) sostanzialmente riconducibile a:

- > maggiori contributi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 52 milioni di euro, già commentati nei ricavi;
- > un incremento del margine sui titoli di efficienza energetica per 9 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per indennizzi ricevuti per danni a impianti per 7 milioni di euro;
- > un decremento del costo del lavoro per 5 milioni di euro;
- > un decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 20 milioni di euro, dovuto principalmente all'effetto negativo dell'aggiornamento delle tariffe di distribuzione e misura.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 225 milioni di euro (213 milioni di euro nel primo trimestre 2010), si attesta a 759 milioni di euro, in aumento di 51 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2010 (+7,2%).

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre 2011 ammontano a 238 milioni di euro, in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente, e sono da riferire principalmente agli interventi sulla rete elettrica a media e bassa tensione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio e alle connessioni degli impianti da fonti rinnovabili.

Iberia e America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2011	2010	Variazioni	
Termoelettrica	17.701	13.765	3.936	28,6%
Nucleare	5.819	6.493	(674)	-10,4%
Idroelettrica	9.865	11.120	(1.255)	-11,3%
Eolica	35	526	(491)	-93,3%
Altre fonti	9	60	(51)	-85,0%
Totale produzione netta	33.429	31.964	1.465	4,6%

La produzione netta effettuata nel primo trimestre 2011 è pari a 33.429 milioni di kWh, con un incremento di 1.465 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2010.

Nel primo trimestre 2011 la produzione netta in Europa si incrementa di 1.092 milioni di kWh: la maggiore produzione termoelettrica (+48,1%) ha più che compensato la minore produzione da fonte nucleare (-10,4%), da riferire all'indisponibilità delle centrali di Almaraz 2, Vandellòs e Asco I, e la minore produzione idroelettrica a seguito della minore idraulicità del periodo e della variazione del perimetro di consolidamento (che ha inciso anche sulla pro-

duzione da fonte eolica) generata dalla cessione di ECyR (Enel Green Power España) alla Divisione Energie Rinnovabili.

La produzione in America Latina aumenta di 373 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della maggiore produzione termoelettrica in Argentina, Cile e Perù, parzialmente compensata dalla riduzione della produzione idroelettrica (dovuta alla minore idraulicità del periodo) in tutti gli altri Paesi latinoamericani in cui la Divisione opera, a eccezione della Colombia.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2011		2010		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	2.042	8,2%	1.950	9,2%	92	4,7%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	-	-	65	0,3%	(65)	-100,0%
Totale olio combustibile	2.042	8,2%	2.015	9,5%	27	1,3%
Gas naturale	9.183	37,0%	6.780	32,0%	2.403	35,4%
Carbone	6.434	25,9%	4.138	19,5%	2.296	55,5%
Combustibile nucleare	6.066	24,5%	6.785	32,1%	(719)	-10,6%
Altri combustibili	1.077	4,4%	1.460	6,9%	(383)	-26,2%
TOTALE	24.802	100,0%	21.178	100,0%	3.624	17,1%

La produzione termica lorda nel primo trimestre 2011 è pari a 24.802 milioni di kWh e registra un incremento di 3.624 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente; il mix produttivo utilizzato risente sia

dell'indisponibilità di alcuni impianti, sia del differenziale di prezzo rilevato nei due periodi in esame relativamente ad alcuni combustibili, che ne ha condizionato l'impiego.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2011	2010	Variazioni	
Mercato libero:				
- Penisola iberica	27.207	27.727	(520)	-1,9%
- America Latina	1.882	1.864	18	1,0%
Totale mercato libero	29.089	29.591	(502)	-1,7%
Mercato regolato:				
- America Latina	12.105	10.865	1.240	11,4%
Totale mercato regolato	12.105	10.865	1.240	11,4%
TOTALE	41.194	40.456	738	1,8%
- di cui penisola iberica	27.207	27.727	(520)	-1,9%
- di cui America Latina	13.987	12.729	1.258	9,9%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo trimestre 2011 sono pari a 41.194 milioni di kWh, in aumento di 738 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2010. L'incremento, pari a 1.258 milioni di kWh, delle

vendite in America Latina (in particolar modo in Cile), conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica, è stato infatti parzialmente compensato dalla riduzione delle quantità vendute nella penisola iberica.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2011	2010	Variazione
Ricavi	8.097	7.495	602
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(12)	36	(48)
<i>Margine operativo lordo</i>	<i>1.820</i>	<i>2.001</i>	<i>(181)</i>
Risultato operativo	1.152	1.317	(165)
Attività operative ⁽¹⁾	76.012	77.764 ⁽²⁾	(1.752)
Passività operative ⁽³⁾	11.774	13.500 ⁽²⁾	(1.726)
Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾	23.177	24.731 ⁽²⁾	(1.554)
Investimenti	417	381	36

(1) Di cui 390 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (484 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 47 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (145 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(4) Include 109 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (1.809 unità al 31 dicembre 2010).

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		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa	5.644	5.399	245	1.133	1.284	(151)	702	864	(162)
America Latina	2.453	2.096	357	687	717	(30)	450	453	(3)
Totale	8.097	7.495	602	1.820	2.001	(181)	1.152	1.317	(165)

I **ricavi** del primo trimestre 2011 sono in aumento di 602 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 357 milioni di euro, riferibili alle maggiori quantità di energia elettrica vendute in tutti i Paesi latinoamericani e in particolare in Cile; a tali effetti si aggiunge la plusvalenza (12 milioni di euro) derivante dalle cessioni di CAM e Synapsis;
- > maggiori ricavi in Europa per 245 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai maggiori ricavi conseguiti nell'attività di generazione dell'energia elettrica (di cui 293 milioni di euro relativi a maggiori contributi per la generazione nell'area extrapeninsulare), parzialmente compensati dal decremento dei ricavi nell'attività di distribuzione a seguito della cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica in Spagna.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.820 milioni di euro, in diminuzione di 181 milioni di euro (-9,0%) rispetto all'analogo periodo del 2010, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 151 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla

- riduzione del margine da generazione e mercato per 88 milioni di euro e del margine di distribuzione per 31 milioni di euro, nonché agli effetti negativi (-78 milioni di euro) della variazione di perimetro riconducibile alla rete di trasmissione di energia elettrica in Spagna, alla rete di distribuzione di gas naturale e alla cessione di Enel Green Power España alla Divisione Energie Rinnovabili. Tali effetti sono parzialmente compensati da proventi essenzialmente relativi a risarcimenti assicurativi;
- > una riduzione del margine operativo lordo in America Latina per 30 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla rilevazione dell'imposta patrimoniale (109 milioni di euro) registrata in Colombia a seguito della riforma tributaria entrata in vigore con la legge n. 1430/2010, il cui effetto è stato parzialmente compensato dal miglioramento del margine di generazione.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2011, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 668 milioni di euro (684 milioni di euro nel primo trimestre 2010), è pari a 1.152 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2010, un decremento di 165 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 417 milioni di euro, con un incremento di 36 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo trimestre 2011 si riferiscono a interventi su impianti di generazione, tra cui: in Spagna e Porto-

gallo la realizzazione di impianti a ciclo combinato (Ca's Tresorer 2 e Granadilla 2) e di centrali a gas (Ibiza e Ceuta); in America Latina, tra gli altri, la realizzazione della centrale a carbone Bocamina II e della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia.

Internazionale

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2011	2010	Variazioni	
Termoelettrica	12.371	13.065	(694)	-5,3%
Nucleare	3.865	3.752	113	3,0%
Idroelettrica	1.217	1.059	158	14,9%
Altre fonti	7	4	3	75,0%
Totale produzione netta	17.460	17.880	(420)	-2,3%

La produzione netta effettuata all'estero nel primo trimestre 2011 è pari a 17.460 milioni di kWh, con un decremento di 420 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2010. Tale variazione è riferibile alla minore produzione di Enel OGK-5 (-800 milioni di kWh), solo parzialmente

compensata dalla maggiore contribuzione di Slovenské elektrárne (+340 milioni di kWh) e di Enel Maritza East 3 (+40 milioni di kWh). Il decremento è sostanzialmente da attribuire all'indisponibilità degli impianti di Enel OGK-5 per attività di manutenzione non programmata.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2011		2010		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	29	0,2%	46	0,2%	(17)	-37,0%
Gas naturale	5.723	32,9%	5.686	31,6%	37	0,7%
Carbone	7.478	43,0%	8.239	45,8%	(761)	-9,2%
Combustibile nucleare	4.147	23,9%	4.029	22,4%	118	2,9%
Totale	17.377	100,0%	18.000	100,0%	(623)	-3,5%

La produzione termica lorda del primo trimestre 2011 si decrementa di 623 milioni di kWh, attestandosi a 17.377 milioni di kWh. Il decremento, che ha riguardato sia la produzione da carbone sia la produzione da olio

combustibile, è conseguente alla già citata indisponibilità degli impianti di Enel OGK-5. Tali effetti risultano solo parzialmente compensati da una maggiore produzione da fonte nucleare di Slovenské elektrárne.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2011	2010	Variazioni	
Mercato libero:				
- Romania	257	213	44	20,7%
- Francia	2.548	1.480	1.068	72,2%
- Russia	5.968	2.040	3.928	192,5%
- Slovacchia	889	550	339	61,6%
Totale mercato libero	9.662	4.283	5.379	125,6%
Mercato regolato:				
- Romania	2.102	2.281	(179)	-7,8%
- Russia	66	3.336	(3.270)	-98,0%
Totale mercato regolato	2.168	5.617	(3.449)	-61,4%
TOTALE	11.830	9.900	1.930	19,5%
- di cui Romania	2.359	2.494	(135)	-5,4%
- di cui Francia	2.548	1.480	1.068	72,2%
- di cui Russia	6.034	5.376	658	12,2%
- di cui Slovacchia	889	550	339	61,6%

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel primo trimestre 2011 si incrementano di 1.930 milioni di kWh, con una crescita riferibile prevalentemente alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 1.068 milioni di kWh per effetto della maggiore *anticipated capacity* a disposizione rispetto all'analogo periodo del 2010, al mercato russo per 658 milioni di kWh a seguito

dell'estensione dell'attività in nuove regioni e alle maggiori vendite in Slovacchia per 339 milioni di kWh. Tale incremento è solo parzialmente compensato dalle minori vendite delle società rumene per 135 milioni di kWh, prevalentemente da attribuire al calo delle vendite rilevato in particolare nella regione servita da Enel Energie Muntenia a seguito della cessazione dei contratti con i clienti *business*.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2011	2010	Variazione
Ricavi	2.025	1.638	387
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(18)	(5)	(13)
<i>Margine operativo lordo</i>	<i>449</i>	<i>377</i>	<i>72</i>
Risultato operativo	294	236	58
Attività operative ⁽¹⁾	13.635	13.103 ⁽²⁾	532
Passività operative ⁽³⁾	5.127	5.184 ⁽²⁾	(57)
Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾	14.839	14.876 ⁽²⁾	(37)
Investimenti ⁽⁵⁾	229	204	25

(1) Di cui 559 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (592 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (26 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(4) Include 505 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (503 unità al 31 dicembre 2010).

(5) Il dato del primo trimestre 2011 non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa centrale	955	691	264	257	219	38	194	135	59
Europa sud-orientale	313	321	(8)	71	69	2	3	30	(27)
Russia	757	626	131	121	89	32	97	71	26
Totale	2.025	1.638	387	449	377	72	294	236	58

I **ricavi** del primo trimestre 2011 sono in crescita di 387 milioni di euro (+23,6%), passando da 1.638 milioni di euro a 2.025 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 264 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia per 176 milioni di euro e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 74 milioni di euro. Entrambe le variazioni sono da collegare a maggiori quantità vendute;
- > all'incremento dei ricavi in Russia per 131 milioni di euro, prevalentemente riferibile a RusEnergosbyt (81 milioni di euro correlati alle maggiori quantità vendute e ai maggiori prezzi di vendita) e a Enel OGK-5 (48 milioni di euro);
- > al decremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 8 milioni di euro, sostanzialmente da collegare alla riduzione dei ricavi delle società rumene a seguito della maggiore apertura del mercato e di Enel Maritza East 3, correlata a uno scenario di prezzi medi decrescenti pur in presenza di maggiori quantità prodotte.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 449 milioni di euro, registrando un incremento di 72 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2010. Tale andamento è relativo essenzialmente:

- > a un aumento del margine operativo lordo in Europa centrale per 38 milioni di euro, di cui 17 milioni di euro

- relativi a Slovenské elektrárne (da riferire sostanzialmente alle maggiori quantità prodotte e alle maggiori vendite di quote di CO₂, i cui effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione del margine di generazione) e 21 milioni di euro relativi a Enel France, da riferire all'effetto delle maggiori quantità vendute;
- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 32 milioni di euro, per l'effetto congiunto del maggior margine di Enel OGK-5, pari a 18 milioni di euro, e di RusEnergosbyt per 14 milioni di euro;
- > a un andamento del margine in Europa sud-orientale sostanzialmente in linea rispetto allo stesso periodo del 2010.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2011 è pari a 294 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2010, un incremento di 58 milioni di euro (+24,6%) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 14 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 229 milioni di euro, in aumento di 25 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).

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2011	2010	Variazioni	
Italia:				
Idroelettrica	1.470	1.431	39	2,7%
Geotermoelettrica	1.320	1.248	72	5,8%
Eolica	195	220	(25)	-11,4%
Totale produzione netta in Italia	2.985	2.899	86	3,0%
Estero:				
Idroelettrica	1.241	1.134	107	9,4%
Geotermoelettrica	77	79	(2)	-2,5%
Eolica	1.383	732	651	88,9%
Altre fonti	164	77	87	113,0%
Totale produzione netta all'estero	2.865	2.022	843	41,7%
TOTALE	5.850	4.921	929	18,9%

La produzione netta della Divisione aumenta nel primo trimestre 2011 di 929 milioni di kWh (+18,9%) raggiungendo i 5.850 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 843 milioni di kWh alla maggior generazione all'estero, la cui produzione da fonte eolica risente dell'effetto della variazione del perimetro di consolidamento relativa all'acquisto (dalla Divisione Iberia e America Latina) di Enel Green Power España e della maggiore produzione dei parchi eolici di Smoky II e Snyder, entrambi negli Stati

Uniti. A tali fenomeni si aggiunge la maggior produzione idroelettrica dovuta alle migliori condizioni di idraulicità del periodo, registrata in particolare a Panama e in Guatemala.

La produzione netta in Italia aumenta nel primo trimestre 2011 di 86 milioni di kWh (+3,0%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, principalmente per la maggiore produzione geotermoelettrica (a seguito della maggiore capacità installata) e idroelettrica.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2011	2010	Variazione
Ricavi	606	457	149
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	2	25	(23)
<i>Margine operativo lordo</i>	<i>390</i>	<i>326</i>	<i>64</i>
Risultato operativo	299	262	37
Attività operative ⁽¹⁾	9.855	9.654 ⁽²⁾	201
Passività operative ⁽³⁾	1.107	1.235 ⁽²⁾	(128)
Dipendenti a fine esercizio (n.) ⁽⁴⁾	3.027	2.955 ⁽²⁾	72
Investimenti	204	150	54

(1) Di cui 397 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (399 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 12 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 (14 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(4) Include 12 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2011 e al 31 dicembre 2010.

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		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Italia e resto d'Europa	357	312	45	213	235	(22)	169	198	(29)
Iberia e America Latina	194	101	93	137	63	74	102	48	54
Nord America	55	44	11	40	28	12	28	16	12
Totale	606	457	149	390	326	64	299	262	37

I **ricavi** sono in aumento di 149 milioni di euro (+32,6%), passando da 457 milioni di euro a 606 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi nella penisola iberica e in America Latina per 93 milioni di euro, a seguito delle maggiori quantità vendute, anche per effetto della citata variazione di perimetro. A tali fenomeni si aggiunge la rilevazione nel primo trimestre 2011 del provento derivante dall'adeguamento al *fair value* delle attività nette relative a Sociedad Eólica de Andalucía (precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto) per la parte posseduta *ante* l'acquisizione dell'ulteriore pacchetto azionario che ne ha consentito il pieno controllo;
- > all'incremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 45 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:
 - maggiori ricavi di Enel.si per 31 milioni di euro, prevalentemente connessi alla vendita di pannelli fotovoltaici;
 - maggiori ricavi da generazione in Italia per 13 milioni di euro, per effetto prevalentemente dei maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali (59 milioni di euro), delle maggiori vendite di certificati verdi (6 milioni di euro), in parte compensati dai minori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica (35 milioni di euro) e dai minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (21 milioni di euro);
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 11 milioni di euro, per effetto principalmente dell'aumento delle vendite di energia e di un indennizzo ricevuto dalle autorità canadesi per la definizione di un contenzioso.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 390 milioni di euro, in crescita di 64 milioni di euro (+19,6%) rispetto al primo trimestre 2010; tale crescita è riferibile:

- > all'aumento del margine realizzato nella penisola iberica e in America Latina, pari a 74 milioni di euro, per effetto dei maggiori margini di generazione realizzati in Spagna e nei Paesi latinoamericani a seguito delle maggiori quantità vendute (in parte riferibile alla citata variazione di perimetro), oltre che della rideterminazione al *fair value* delle attività nette possedute in Sociedad Eólica de Andalucía, già commentata nei ricavi;
- > all'aumento del margine in Nord America per 12 milioni di euro, per effetto principalmente dell'aumento delle vendite di energia e del citato indennizzo ricevuto dalle autorità canadesi;
- > alla riduzione del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 22 milioni di euro, dovuto prevalentemente ai minori ricavi per energia incentivata CIP 6 e all'incremento dei costi del personale e per servizi.

Il **risultato operativo**, pari a 299 milioni di euro, registra un incremento di 37 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 27 milioni di euro, sostanzialmente da riferire alla variazione del perimetro di consolidamento.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre 2011 ammontano a 204 milioni di euro, con un incremento di 54 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, principalmente per l'aumento degli investimenti in impianti eolici in Italia ed Europa e Nord America (41 milioni di euro) e solari in Italia ed Europa (31 milioni di euro), parzialmente compensati dalla riduzione degli interventi su impianti geotermici in Italia e in Cile (14 milioni di euro).

Capogruppo, Servizi e Altre attività

Milioni di euro

1° trimestre

	2011	2010	Variazione
Capogruppo			
Ricavi	158	136	22
<i>Margine operativo lordo</i>	(17)	2	(19)
Risultato operativo	(19)	1	(20)
Attività operative	1.218	1.075 ⁽¹⁾	143
Passività operative	1.126	1.166 ⁽¹⁾	(40)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	840	803 ⁽¹⁾	37
Investimenti	1	-	1
Servizi e Altre attività			
Ricavi	251	248	3
<i>Margine operativo lordo</i>	36	32	4
Risultato operativo	12	7	5
Attività operative	1.976	2.529 ⁽¹⁾	(553)
Passività operative	1.261	1.543 ⁽¹⁾	(282)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	3.994	4.033 ⁽¹⁾	(39)
Investimenti	3	24	(21)

(1) Al 31 dicembre 2010.

Capogruppo

Risultati economici

I **ricavi** del primo trimestre 2011 risultano pari a 158 milioni di euro, con un incremento di 22 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+16,2%) riferibile essenzialmente a:

- > maggiori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 8 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'aumento del prezzo medio di vendita di energia con quantità sostanzialmente invariate;
- > maggiori ricavi per 16 milioni di euro, relativi alle attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo.

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2011, negativo per 17 milioni di euro, registra un decremento di 19 milioni di euro; tale andamento è prevalentemente connesso alla riduzione del margine energia (8 milioni di euro) e ai maggiori costi operativi per 11 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, negativo per 19 milioni di euro, risulta in diminuzione di 20 milioni di euro rispetto a quello del primo trimestre 2010, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Servizi e Altre attività

Risultati economici

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività del primo trimestre 2011 sono pari a 251 milioni di euro, con un incremento di 3 milioni di euro rispetto al valore registrato nel 2010. Tale incremento riflette sostanzialmente i maggiori ricavi per servizi informatici relativi prevalentemente ai servizi di telefonia verso le società del Gruppo (attività non presente nel primo trimestre 2010) e i maggiori ricavi per lavori in corso su ordinazione, principalmente relativi a progetti informatici. Tali incrementi sono parzialmente compensati dai minori ricavi per vendite di beni.

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2011 è pari a 36 milioni di euro, con un incremento di 4 milioni di euro (+12,5%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente, a seguito dell'efficientamento operativo.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2011 si attesta a 12 milioni di euro, in aumento di 5 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2010, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 1 milione di euro.

Situazione contabile consolidata



Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro

1° trimestre

	2011	2010	Variazioni	
Totale ricavi	19.536	18.117	1.419	7,8%
Totale costi	15.206	13.717	1.489	10,9%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	69	78	(9)	-11,5%
MARGINE OPERATIVO LORDO	4.399	4.478	(79)	-1,8%
Ammortamenti e perdite di valore	1.363	1.348	15	1,1%
RISULTATO OPERATIVO	3.036	3.130	(94)	-3,0%
Proventi finanziari	1.140	804	336	41,8%
Oneri finanziari	1.878	1.741	137	7,9%
Totale proventi/(oneri) finanziari	(738)	(937)	199	-21,2%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	58	2	56	-
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	2.356	2.195	161	7,3%
Imposte	830	869	(39)	-4,5%
Risultato delle <i>continuing operations</i>	1.526	1.326	200	15,1%
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-
RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)	1.526	1.326	200	15,1%
Quota di pertinenza del Gruppo	1.201	1.050	151	14,4%
Quota di pertinenza di terzi	325	276	49	17,8%
<i>Risultato netto del Gruppo per azione (euro) ⁽¹⁾</i>	<i>0,13</i>	<i>0,11</i>	<i>0,02</i>	<i>14,4%</i>

(1) Il risultato netto diluito del Gruppo per azione coincide con il risultato netto del Gruppo per azione.

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

Milioni di euro	1° trimestre	
	2011	2010
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	1.526	1.326
Altre componenti di Conto economico complessivo:		
- Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari ⁽¹⁾	284	(220)
- 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	(9)	50
- Differenze di cambio ⁽²⁾	(993)	1.079
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(718)	934
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO	808	2.260
Quota di pertinenza del Gruppo	1.124	1.500
Quota di pertinenza di terzi	(316)	760

(1) Di cui oneri relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" pari a 12 milioni di euro nel primo trimestre 2011 (0 nel primo trimestre 2010).

(2) Di cui differenze cambio relative al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" pari a 12 milioni di euro nel primo trimestre 2011 (3 milioni di euro nel primo trimestre 2010)

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 31.03.2011	al 31.12.2010	Variazione
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali	97.424	98.994	(1.570)
- Avviamento	18.495	18.470	25
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.045	1.033	12
- Altre attività non correnti ⁽¹⁾	11.520	11.780	(260)
Totale	128.484	130.277	(1.793)
Attività correnti			
- Rimanenze	3.091	2.803	288
- Crediti commerciali	14.399	12.505	1.894
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.194	5.164	30
- Altre attività correnti ⁽²⁾	13.889	15.685	(1.796)
Totale	36.573	36.157	416
Attività possedute per la vendita	1.555	1.618	(63)
TOTALE ATTIVITÀ	166.612	168.052	(1.440)

Milioni di euro

	al 31.03.2011	al 31.12.2010	Variazione
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
- Patrimonio netto del Gruppo	38.985	37.861	1.124
- Patrimonio netto di terzi	15.188	15.684	(496)
Totale patrimonio netto	54.173	53.545	628
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine	48.122	52.440	(4.318)
- Fondi diversi e passività per imposte differite	22.780	23.242	(462)
- Altre passività non correnti	3.610	3.835	(225)
Totale	74.512	79.517	(5.005)
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	13.144	11.208	1.936
- Debiti commerciali	10.904	12.373	(1.469)
- Altre passività correnti	12.983	10.411	2.572
Totale	37.031	33.992	3.039
Passività possedute per la vendita	896	998	(102)
Totale passività	112.439	114.507	(2.068)
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	166.612	168.052	(1.440)

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 31 marzo 2011 rispettivamente pari a 2.462 milioni di euro (2.463 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e 104 milioni di euro (104 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 31 marzo 2011 rispettivamente pari a 6.322 milioni di euro (9.290 milioni di euro al 31 dicembre 2010), 1.580 milioni di euro (1.608 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e 41 milioni di euro (95 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi
al 1° gennaio 2010	9.403	5.292	1.453	2.260	10.759
Effetto applicazioni nuovi principi contabili e PPA Endesa	-	-	-	-	650
al 1° gennaio 2010 restated	9.403	5.292	1.453	2.260	11.409
Onere dell'esercizio per piani <i>stock option</i>	-	-	-	1	-
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	4.646
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-
<i>di cui:</i>					
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-
- <i>Utile dell'esercizio</i>	-	-	-	-	-
al 31 marzo 2010 restated	9.403	5.292	1.453	2.261	16.055
al 1° gennaio 2011	9.403	5.292	1.881	2.262	14.217
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	3.450
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-
<i>di cui:</i>					
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-
- <i>Utile dell'esercizio</i>	-	-	-	-	-
al 31 marzo 2011	9.403	5.292	1.881	2.262	17.667

Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Risultato netto dell'esercizio	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
(543)	(582)	-	8	4.455	32.505	11.848	44.353
(78)	-	-	-	191	763	817	1.580
(621)	(582)	-	8	4.646	33.268	12.665	45.933
-	-	-	-	-	1	-	1
-	-	-	-	-	-	(313)	(313)
-	-	-	-	(4.646)	-	-	-
593	(168)	-	25	1.050	1.500	760	2.260
593	(168)	-	25	-	450	484	934
-	-	-	-	1.050	1.050	276	1.326
(28)	(750)	-	33	1.050	34.769	13.112	47.881
456	80	796	24	3.450	37.861	15.684	53.545
-	-	-	-	-	-	(172)	(172)
-	-	-	-	(3.450)	-	-	-
-	-	-	-	-	-	(8)	(8)
(368)	291	-	-	1.201	1.124	(316)	808
(368)	291	-	-	-	(77)	(641)	(718)
-	-	-	-	1.201	1.201	325	1.526
88	371	796	24	1.201	38.985	15.188	54.173

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro

1° trimestre

	2011	2010	Variazione
Cash flow da attività operativa (A)	7	407	(400)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.136)	(1.140)	4
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(4)	(24)	20
Dismissione di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	65	375	(310)
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	(7)	(128)	121
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(1.082)	(917)	(165)
Variazione dei debiti finanziari netti	1.407	2.448	(1.041)
Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo	(34)	-	(34)
Dividendi pagati e acconti	(266)	(267)	1
Cash flow da attività di finanziamento (C)	1.107	2.181	(1.074)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(79)	143	(222)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(47)	1.814	(1.861)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	5.342	4.289	1.053
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ^{(1) (2)}	5.295	6.103	(808)

(1) Di cui titoli a breve 41 milioni di euro al 31 marzo 2011 (104 milioni di euro al 31 marzo 2010).

(2) Di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 60 milioni di euro al 31 marzo 2011.

Gestione economica, patrimoniale e finanziaria

Analisi della gestione economica del Gruppo

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2011	2010	Variazione
Ricavi da vendita e trasporto energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	16.815	15.737	1.078
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	1.320	1.265	55
Altri servizi, vendite e proventi diversi	1.401	1.115	286
Totale	19.536	18.117	1.419

Nel primo trimestre 2011 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 16.815 milioni di euro, in crescita di 1.078 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+6,9%). Tale aumento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- > crescita di 1.172 milioni di euro dei ricavi all'estero, riferibile ai maggiori ricavi di Endesa per 351 milioni di euro e alla variazione positiva dei ricavi delle attività in Russia, in Francia, in Europa sud-orientale e in America Latina, conseguente alle maggiori quantità prodotte e vendute, per complessivi 821 milioni di euro;
- > diminuzione per complessivi 233 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, nonché delle minori vendite all'Acquirente Unico (114 milioni di euro) riferibili sostanzialmente ai contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;
- > riduzione, per 98 milioni di euro, dei ricavi di vendita e trasporto di energia elettrica in Italia sul mercato libero e su quello di maggior tutela per effetto essenzialmente della diminuzione delle quantità vendute e dei prezzi medi di vendita, più che compensata dall'incremento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica verso altri rivenditori per 216 milioni di euro;

- > incremento per 20 milioni di euro dei ricavi per vendite all'ingrosso.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali** nel primo trimestre 2011 sono pari a 1.320 milioni di euro, con un incremento di 55 milioni di euro (+4,3%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento risente dei maggiori ricavi conseguiti sul mercato spagnolo (84 milioni di euro) per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi medi di vendita e delle quantità vendute ed è stato in parte controbilanciato dalla diminuzione dei ricavi sul mercato domestico (29 milioni di euro) conseguente a una riduzione dei consumi a seguito essenzialmente di condizioni climatiche più favorevoli rispetto a quelle registrate nel primo trimestre dell'esercizio precedente.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo trimestre 2011 a 1.401 milioni di euro (1.115 milioni di euro nel primo trimestre 2010) evidenziando un incremento di 286 milioni di euro (+25,7%). Tale incremento è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > incremento delle plusvalenze da cessione di attività per 19 milioni di euro, che si riferiscono per 12 milioni di euro alle plusvalenze derivanti dalle cessioni di CAM e Synapsis;
- > rilevazione nel primo trimestre 2011 del provento (pari

- a 23 milioni di euro) derivante dall'adeguamento al *fair value* delle attività nette relative a Sociedad Eólica de Andalucía (precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto) per la parte posseduta *ante* l'acquisizione dell'ulteriore pacchetto azionario che ne ha consentito il pieno controllo;
- > maggiori vendite di combustibili per *trading* per 72 milioni di euro, sostanzialmente connesse alle maggiori vendite sia sul mercato domestico (22 milioni di euro) sia su quello iberico e latinoamericano (50 milioni di euro);
 - > crescita dei ricavi per vendita di beni per 78 milioni di euro, dovuta principalmente alle maggiori vendite di moduli fotovoltaici (44 milioni di euro) e alle maggiori cessioni di certificati verdi per 34 milioni di euro;

- > incremento degli altri ricavi per 89 milioni di euro, riferibile, in parte, ai maggiori ricavi per rimborso danni conseguiti a titolo di indennizzo a valle della chiusura con esito positivo di un contenzioso in Canada (16 milioni di euro) e per i rimborsi assicurativi per i danni subiti dalle reti di distribuzione spagnole danneggiate dalla neve e, in parte, all'aumento del contributo per titoli di efficienza energetica ricevuto da Enel Distribuzione (19 milioni di euro), oltre che ai maggiori ricavi riconosciuti a Enel Produzione dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in relazione all'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord (37 milioni di euro).

Costi

Millioni di euro

1° trimestre

	2011	2010	Variazione
Acquisto di energia elettrica	7.052	6.211	841
Consumi di combustibile per generazione di energia elettrica	1.803	1.725	78
Combustibili per <i>trading</i> e gas per vendite ai clienti finali	1.042	744	298
Materiali	216	350	(134)
Costo del personale	1.143	1.112	31
Servizi e godimento beni di terzi	3.503	3.405	98
Altri costi operativi	775	533	242
Costi capitalizzati	(328)	(363)	35
Totale	15.206	13.717	1.489

I costi per **acquisto di energia elettrica** sono in crescita nel primo trimestre 2011 di 841 milioni di euro (+13,5%). Tale andamento riflette principalmente i maggiori costi di acquisto sui mercati domestici per 524 milioni di euro dovuti all'incremento della domanda di energia nel trimestre e l'incremento degli acquisti di energia sul mercato spagnolo e latinoamericano per 159 milioni di euro, nonché sui mercati russo e slovacco per complessivi 160 milioni di euro.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel primo trimestre 2011 sono pari a 1.803 milioni di euro, in aumento di 78 milioni di euro (+4,5%) rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento risente sia delle maggiori quantità consumate dalle società di generazione estere, connesse alle maggiori quantità utilizzate nella generazione da fonte termoelettrica, sia dell'andamento negativo dei prezzi sul mercato del gas.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano nel primo trimestre 2011 a 1.042 milioni di euro, in aumento di 298 milioni di euro (+40,1%) rispetto al primo trimestre 2010. Tale variazione positiva è in massima parte riferibile ai maggiori acquisti di gas naturale destinati al mercato spagnolo per le vendite ai clienti finali conseguenti alla crescita della domanda.

I costi per **materiali**, pari a 216 milioni di euro nel primo trimestre 2011, sono in diminuzione di 134 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. L'incremento registrato dalle società appartenenti alla Divisione Internazionale e alla Divisione Energie Rinnovabili è stato controbilanciato dal decremento riscontrato in tutte le altre Divisioni.

Il **costo del personale** nel primo trimestre 2011 è pari a 1.143 milioni di euro, in crescita di 31 milioni di euro (+2,8%). Escludendo gli effetti derivanti dal diverso perimetro di consolidamento e l'incidenza degli oneri per il rinnovo contrattuale in Italia avvenuto nel corso del primo trimestre 2010, il costo del lavoro nei primi tre mesi del 2011 cresce di 42 milioni di euro (+3,8%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 4,2%.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo trimestre 2011 ammontano a 3.503 milioni di euro, in crescita di 98 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2010. In particolare, tale aumento è sostanzialmente relativo ai maggiori costi per servizi connessi ai sistemi elettrici dei Paesi in cui il Gruppo opera.

Gli **altri costi operativi** nel primo trimestre 2011 ammontano a 775 milioni di euro, in aumento di 242 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2010. L'incremento risente dei maggiori costi per certificati verdi per 83 milioni di euro, nonché dell'aumento delle imposte locali e degli oneri diversi di gestione per 164 milioni di euro. Tale ultima variazione ricomprende la rilevazione dell'imposta patrimoniale (109 milioni di euro) registrata in Colombia a seguito della riforma tributaria entrata in vigore nel Paese latinoamericano con la legge n. 1430/2010.

Nel primo trimestre 2011 i **costi capitalizzati** sono pari a 328 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono positivi per 69 milioni di euro nel primo trimestre 2011, a fronte di un valore di 78 milioni di euro nei primi tre mesi del 2010. In particolare, il risultato dei primi tre mesi del 2011 è sostanzialmente riconducibile ai proventi netti realizzati nel periodo per 89 milioni di euro, compensati per 20 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 2011 sono pari a 1.363 milioni di euro, in aumento di 15 milioni di euro rispetto al valore (1.348 milioni di euro) registrato nel primo trimestre 2010.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2011 si attesta a 3.036 milioni di euro, con un decremento di 94 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (-3,0%).

Gli **oneri finanziari netti** nel primo trimestre 2011 ammontano a 738 milioni di euro a fronte dei 937 milioni di euro registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento risente di alcune partite non ricorrenti rilevate nel primo trimestre 2010 relativamente agli interessi sul *deficit* del sistema elettrico spagnolo peninsulare ed extrapeninsulare (per 104 milioni di euro) e della riduzione complessiva degli oneri relativi all'attualizzazione dei fondi per *early retirement obligations* (per 98 milioni di euro). Oltre a tali effetti, a fronte della riduzione dell'indebitamento finanziario netto, l'incremento generalizzato dei tassi di interesse ha determinato un incremento degli oneri finanziari sul debito compensato dall'andamento degli strumenti derivati di copertura.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel primo trimestre 2011 è positiva per complessivi 58 milioni di euro, in aumento di 56 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2010.

Le **imposte** del primo trimestre 2011 ammontano a 830 milioni di euro (869 milioni di euro nel primo trimestre 2010), con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 35,2% a fronte di un'incidenza del 39,6% nel corrispondente periodo del precedente esercizio.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Attività non correnti - Euro 128.484 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 marzo 2011 a 97.424 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 1.570 milioni di euro originato sostanzialmente dalle differenze cambio negative (1.431 milioni di euro), dagli ammortamenti e dalle perdite di valore su tali attività (1.296 milioni di euro) al netto degli investimenti del periodo (1.132 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 18.495 milioni di euro, rimane sostanzialmente invariato rispetto al valore del precedente esercizio.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 1.045 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto all'esercizio precedente.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 11.520 milioni di euro e includono:

Milioni di euro

	al 31.03.2011	al 31.12.2010	Variazione
Attività per imposte anticipate	5.994	6.017	(23)
Attività finanziarie non correnti	4.458	4.701	(243)
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	142	142	-
Altri crediti a lungo termine	926	920	6
Totale	11.520	11.780	(260)

Il decremento del periodo, pari a 260 milioni di euro, è dovuto essenzialmente alla diminuzione registrata nelle

attività finanziarie non correnti connessa alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati.

Attività correnti - Euro 36.573 milioni

I *crediti commerciali*, pari a 14.399 milioni di euro, sono in crescita di 1.894 milioni di euro. Tale variazione è correlata principalmente allo slittamento dei calendari di fatturazione sul mercato domestico dell'energia elettrica, verso gli ultimi giorni dei mesi dispari, al cui effetto si aggiunge l'incremento dei crediti commerciali per trasporto e vendita di energia elettrica all'estero, da correlare all'incremento delle vendite effettuate.

Le *rimanenze* sono pari a 3.091 milioni di euro e presentano un incremento di 288 milioni di euro riferibile in massima parte alla variazione delle rimanenze di certificati verdi.

Le *altre attività correnti*, pari a 13.889 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro

	al 31.03.2011	al 31.12.2010	Variazione
Attività finanziarie correnti	9.963	11.922	(1.959)
Crediti tributari	1.456	1.587	(131)
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	864	630	234
Altri crediti a breve termine	1.606	1.546	60
Totale	13.889	15.685	(1.796)

Il decremento del periodo, pari a 1.796 milioni di euro, è dovuto ai seguenti principali fenomeni:

> decremento di 1.959 milioni di euro delle attività finanziarie correnti, per effetto principalmente del rimborso (per complessivi 3.043 milioni di euro), nel corso del primo trimestre 2011, dei crediti finanziari relativi al *deficit* tariffario a seguito del piano di cartolarizzazione avviato dal Governo spagnolo. Tale decremento è stato

parzialmente compensato dall'incremento delle attività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati per 1.104 milioni di euro;

> incremento di 234 milioni di euro dei crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati, da attribuire ai maggiori crediti vantati sui mercati domestico e spagnolo connessi all'applicazione dei meccanismi di perequazione.

Attività possedute per la vendita - *Euro 1.555 milioni*

Si riferiscono alle attività relative a Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria, Enel Green Power Bulgaria, Endesa Ireland e alla quota di attività di Enel Unión Fenosa Renovables oggetto di cessione a Gas Natural, già presenti in tale voce al 31 dicembre 2010. Includono inoltre le attività relative a Deval e Vallenergie che in ragione delle decisioni assunte dal *management* e allo stato delle

trattative in corso per la loro cessione rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce al 31 marzo 2011, mentre non comprendono le attività di Compañía Americana de Multiservicios (CAM) e Synapsis Soluciones y Servicios IT (Synapsis), cedute nel corso del primo trimestre 2011.

Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 38.985 milioni*

La variazione dei primi tre mesi del 2011 del patrimonio netto del Gruppo risente della rilevazione dell'utile di competenza del periodo (1.201 milioni di euro) nonché

del risultato netto del primo trimestre 2011 rilevato direttamente a patrimonio netto (negativo per 77 milioni di euro).

Passività non correnti - *Euro 74.512 milioni*

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 48.122 milioni di euro (52.440 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è costituita da prestiti obbligazionari per 34.640 milioni di euro (35.876 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti in euro e altre valute per 13.482 milioni di euro (16.654 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I *fondi diversi e passività per imposte differite*, pari a 22.780 milioni di euro al 31 marzo 2011 (23.242 milioni di euro al 31 dicembre 2010), includono TFR e altri benefici ai

dipendenti pari a 3.061 milioni di euro (3.069 milioni di euro al 31 dicembre 2010), fondi rischi e oneri pari a 8.747 milioni di euro (9.026 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e passività per imposte differite che ammontano a 10.972 milioni di euro (11.147 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le *altre passività non correnti*, pari a 3.610 milioni di euro, si decrementano di 225 milioni di euro (3.835 milioni di euro al 31 dicembre 2010) per effetto delle minori passività connesse a strumenti finanziari derivati.

Passività correnti - Euro 37.031 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine* si incrementano di 1.936 milioni di euro, passando da 11.208 milioni di euro di fine 2010 a 13.144 milioni di euro al 31 marzo 2011; tale variazione tiene conto dell'aumento dei debiti bancari a breve termine per 1.319 milioni di euro nonché delle obbligazioni in scadenza per 901 milioni di euro, delle quali le principali

sono riferite ai prestiti obbligazionari emessi da Endesa e da Enel SpA.

I *debiti commerciali*, pari a 10.904 milioni di euro, sono in diminuzione di 1.469 milioni di euro, principalmente per effetto dei minori debiti registrati dalle società estere.

Le *altre passività correnti*, pari a 12.983 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro

	al 31.03.2011	al 31.12.2010	Variazione
Debiti diversi verso clienti	1.662	1.500	162
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.550	2.519	31
Passività finanziarie correnti	3.005	1.672	1.333
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	533	717	(184)
Debiti tributari	2.608	1.404	1.204
Altri	2.625	2.599	26
Totale	12.983	10.411	2.572

La variazione del periodo, pari a 2.572 milioni di euro, è dovuta ai seguenti principali fenomeni:

> aumento dei debiti tributari pari a 1.204 milioni di euro, correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo;

> incremento pari a 1.333 milioni di euro delle passività finanziarie correnti, dovuto sostanzialmente all'aumento delle passività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati.

Passività possedute per la vendita - Euro 896 milioni

Includono le passività correlate al perimetro delle "Attività possedute per la vendita" e commentate nella voce relativa.

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 31.03.2011	al 31.12.2010	Variazione
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	97.424	98.994	(1.570)
- avviamento	18.495	18.470	25
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.045	1.033	12
- altre attività/(passività) non correnti nette	(650)	(639)	(11)
Totale	116.314	117.858	(1.544)
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	14.399	12.505	1.894
- rimanenze	3.091	2.803	288
- crediti netti verso Cassa Conguaglio e organismi assimilati	(1.686)	(1.889)	203
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.351)	(3.830)	(1.521)
- debiti commerciali	(10.904)	(12.373)	1.469
Totale	(451)	(2.784)	2.333
Capitale investito lordo	115.863	115.074	789
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.061)	(3.069)	8
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(13.725)	(14.156)	431
Totale	(16.786)	(17.225)	439
Attività nette possedute per la vendita	659	620	39
Capitale investito netto	99.736	98.469	1.267
Patrimonio netto complessivo	54.173	53.545	628
Indebitamento finanziario netto	45.563	44.924	639

Il *capitale investito netto* al 31 marzo 2011 è pari a 99.736 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 54.173 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 45.563 milioni

di euro. Quest'ultimo, al 31 marzo 2011, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,84 (0,84 al 31 dicembre 2010).

Indebitamento finanziario netto

Milioni di euro

	al 31.03.2011	al 31.12.2010	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	12.441	15.584	(3.143)
- obbligazioni e <i>preference share</i>	34.640	35.875	(1.235)
- debiti verso altri finanziatori	1.041	981	60
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>48.122</i>	<i>52.440</i>	<i>(4.318)</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.566)	(2.567)	1
Indebitamento netto a lungo termine	45.556	49.873	(4.317)
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.895	949	946
- utilizzo linee di credito <i>revolving</i>	31	50	(19)
- altri finanziamenti a breve verso banche	623	231	392
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.549</i>	<i>1.230</i>	<i>1.319</i>
Obbligazioni (quota a breve)	2.755	1.854	901
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	206	196	10
<i>Commercial paper</i>	<i>7.211</i>	<i>7.405</i>	<i>(194)</i>
Altri debiti finanziari a breve termine	423	523	(100)
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>10.595</i>	<i>9.978</i>	<i>617</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(6.322)	(9.290)	2.968
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(267)	(319)	52
Crediti finanziari - <i>cash collateral</i>	(801)	(718)	(83)
Altri crediti finanziari a breve termine	(512)	(571)	59
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(5.235)	(5.259)	24
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(13.137)</i>	<i>(16.157)</i>	<i>3.020</i>
Indebitamento netto a breve termine	7	(4.949)	4.956
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	45.563	44.924	639
<i>Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"</i>	<i>660</i>	<i>636</i>	<i>24</i>

L'indebitamento finanziario netto è pari a 45.563 milioni di euro al 31 marzo 2011, in aumento di 639 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra una diminuzione di 4.317 milioni di euro, quale saldo del decremento del debito lordo a lungo termine di 4.318 milioni di euro e dei crediti finanziari a lungo termine di 1 milione di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 12.441 milioni di euro, evidenziano una riduzione pari a 3.143 milioni di euro, dovuta principalmente ai rimborsi volontari del *Credit Facility* 2007 e 2009, di cui:

- > 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
- > 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;

> 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

La linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro a 5 anni, stipulata nel mese di aprile 2010 da Enel SpA e da Enel Finance International, risulta essere completamente inutilizzata al 31 marzo 2011. Si segnala inoltre che al 31 marzo 2011 le linee di credito *committed* stipulate da Enel SpA nel corso dello scorso anno risultano utilizzate per 1.500 milioni di euro.

Le obbligazioni, pari a 33.163 milioni di euro, si riducono di 1.238 milioni di euro rispetto a fine 2010, per effetto della riclassifica nelle quote a breve termine di due prestiti obbligazionari rivolti ai piccoli risparmiatori emessi da Enel SpA nel 2005 e in scadenza a marzo 2011.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a 7 milioni di euro al 31 marzo 2011, si riduce di 4.956 milioni di euro rispetto a fine 2010, quale risultante di un aumento nei debiti bancari a breve termine per 1.319 milioni di euro, dell'aumento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 617 milioni di euro e delle minori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 3.020 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 10.595 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, International Endesa, Endesa Capital e Termica Portuguesa

per 7.211 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 2.755 milioni di euro, delle quali le principali sono riferite ai prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo Endesa e da Enel SpA.

I crediti finanziari a breve termine, pari a 7.902 milioni di euro, si riducono di 2.996 milioni di euro rispetto a fine 2010, principalmente grazie al piano di cartolarizzazione avviato nel corso del primo trimestre 2011 da parte del Governo spagnolo per il rimborso del *deficit* tariffario, che ha determinato una diminuzione della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine in capo a Endesa di circa 3 miliardi di euro.

Flussi finanziari

Il *cash flow da attività operativa* nei primi tre mesi del 2011 è pari a 7 milioni di euro, in diminuzione di 400 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, in conseguenza sia del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due periodi di riferimento, sia della variazione del margine operativo lordo.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* nei primi tre mesi del 2011 ha assorbito liquidità per 1.082 milioni di euro, mentre nei primi tre mesi del 2010 aveva assorbito liquidità per complessivi 917 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 1.136 milioni di euro, non presentano variazioni significative rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Le dismissioni in imprese o rami di imprese, pari a 65 milioni di euro, sono in massima parte relative all'incasso realizzato per le cessioni di CAM e Synapsis (52 milioni di euro).

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha generato liquidità per complessivi 1.107 milioni di euro. Nei primi tre mesi del 2010 aveva generato liquidità per 2.181 milioni di euro. La cassa riveniente dall'incasso di parte del *deficit* tariffario spagnolo e dall'utilizzo di alcune linee di credito a breve termine è stata parzialmente assorbita dal citato rimborso del *Credit Facility* 2007 e 2009, nonché dal pagamento dei dividendi e di una parte degli oneri accessori relativi alla cessione (senza perdita di controllo) del 30,8% delle azioni di Enel Green Power avvenuta a fine 2010.

Nei primi tre mesi del 2011 il *cash flow* generato dall'attività finanziaria per 1.107 milioni di euro e quello generato dall'attività operativa per 7 milioni di euro hanno consentito di fronteggiare il fabbisogno legato all'attività di investimento, pari a 1.082 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 marzo 2011 risultano pari a 5.295 milioni di euro a fronte di 5.342 milioni di euro di fine 2010. Tale decremento risente anche degli effetti negativi connessi alla variazione cambi, pari a 79 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 e Gestore dei Mercati Energetici (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 Gestore dei Mercati Energetici, 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 Gestore dei Mercati Energetici 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 Gestore dei Servizi Energetici 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 Gestore dei Mercati Energetici 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 Gestore dei Mercati Energetici 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.

Si ricorda che nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato la procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB; essa ha sostituito, con effetto a fare data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Auto-disciplina delle società quotate, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 2010.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.03.2011		1° trimestre 2011	
Acquirente Unico	65	1.039	305	1.632
GME	415	388	816	583
Terna	181	470	150	554
Eni	5	141	39	191
GSE	23	431	24	2
Poste Italiane	2	47	-	36
Altre	5	11	1	15
Totale	696	2.527	1.335	3.013

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 31 marzo 2011 e intrattenuti nel corso dell'esercizio.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.03.2011		1° trimestre 2011	
Enel Rete Gas	37	106	15	79
SeverEnergia	71	-	-	-
Elica 2	-	2	-	-
CESI	1	14	-	6
LaGeo	7	-	-	-
Società minori	23	8	-	-
Totale	139	130	15	85

Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro	
al 31.03.2011	
Garanzie prestate:	
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	6.088
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	56.280
- acquisti di combustibili	61.238
- forniture varie	3.544
- appalti	1.587
- altre tipologie	2.237
Totale	124.886
TOTALE	130.974

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 6.088 milioni di euro e includono per 531 milioni di euro gli 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 2011 a 56.280 milioni di euro, di cui 18.291 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2011-2015, 9.424 milioni di euro relativi al periodo 2016-2020, 8.467 milioni di euro al periodo 2021-2025 e i rimanenti 20.098 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 2011 a 61.238 milioni di euro, di cui 33.308 milioni

di euro relativi al periodo 1° aprile 2011-2015, 20.468 milioni di euro relativi al periodo 2016-2020, 5.581 milioni di euro al periodo 2021-2025 e i rimanenti 1.881 milioni di euro con scadenza successiva.

Le forniture varie includono, per 274 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 2010, cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Contenzioso Finmek/Enel.Factor

In data 29 aprile 2009 è stato notificato a Enel.Factor un atto di citazione da parte di Finmek SpA, società in amministrazione straordinaria. Il contenzioso trae origine da un contratto di *factoring* che prevedeva la cessione dei crediti da Finmek a Enel.Factor, relativi a un contratto di fornitura di contatori elettronici per la telelettura dei consumi, sottoscritto da Enel Distribuzione e Finmek. Le suddette cessioni di credito hanno avuto inizio nel 2001 e sono proseguite fino al mese di aprile del 2004, quando la Finmek SpA è stata ammessa alla procedura di amministrazione straordinaria. Finmek con l'atto di citazione ha chiesto l'accertamento sia dell'inopponibilità delle cessioni di credito effettuate tra il 7 maggio 2003 e il 23 marzo 2004 sia la revoca e/o l'inefficacia delle cessioni di credito nello stesso periodo. L'ammontare complessivo della richiesta di Finmek è pari a circa 50 milioni di dollari statunitensi. All'udienza del 29 marzo 2011 innanzi al Tribunale di Padova il giudice ha disposto la consulenza tecnica d'ufficio e ha fissato il relativo giuramento per l'udienza del 31 maggio 2011.

Contenzioso BEG

Con sentenza del 20 ottobre 2010 la Corte di Cassazione italiana ha confermato la decisione della Corte d'Appello di Roma del 7 aprile 2009, che aveva rigettato integralmente l'impugnativa proposta da BEG avverso il lodo arbitrale a lei sfavorevole. La suddetta pronuncia della Corte di Cassazione riguarda la nota vicenda relativa al giudizio promosso dinanzi alla Camera Arbitrale di Roma dalla BEG SpA, nel novembre 2000, nei confronti di Enelpower, in relazione al presunto inadempimento di un contratto di collaborazione per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania, retto dalla legge italiana. In particolare, BEG chiese la condanna di Enelpower al risarcimento di danni per circa 120 milioni di euro.

Con sentenza del 7 marzo 2011, pronunciata in Camera di Consiglio e a oggi non notificata, la Corte di Cassazione albanese ha rigettato l'impugnativa proposta da Enelpower ed Enel SpA avverso la sentenza della Corte d'Appello albanese che, in data 28 aprile 2010, confermando la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana, aveva attribuito ad Albania BEG Ambient un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e un risarcimento, sempre per asserita responsabilità extracontrattuale, per gli anni successivi non quantificato.

Albania BEG Ambient, con lettera del 26 aprile 2011, richiamando le sentenze albanesi di cui sopra, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro.

A tale richiesta Enelpower ed Enel SpA hanno replicato, rispettivamente in data 28 e 29 aprile 2011, contestando radicalmente la legittimità della pretesa sia nell'*an* sia nel *quantum*.

Inoltre, prosegue il giudizio intrapreso da Enelpower ed Enel SpA nei confronti di BEG SpA dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità extracontrattuale della BEG con conseguente condanna di quest'ultima a risarcire il danno arrecato a Enelpower (a titolo contrattuale ed extracontrattuale) e a Enel (a titolo extracontrattuale) in misura pari alla somma che l'una e/o l'altra potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient in caso di esecuzione delle sentenze rese dalla giurisdizione albanese. La prossima udienza è fissata al 25 ottobre 2011.

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 2011 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Concept design
Inarea - Roma

Realizzazione
Online Group - Roma

Revisione testi
postScriptum - Roma

Stampa
Varigrafica Alto Lazio - Nepi (Viterbo)

Tiratura: 150 copie

Finito di stampare nel mese di giugno 2011

PAGINE INTERNE

Carta
Revive 100 White Uncoated



Grammatura
120 g/m²

Numero di pagine
72

COPERTINA

Carta
Revive 100 White Silk



Grammatura
300 g/m²

Numero di pagine
4

Questa pubblicazione è stampata
su carta 100% riciclata certificata FSC



Pubblicazione fuori commercio

A cura di
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 2010) i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 00811720580
R.E.A. di Roma n. 756032
Partita IVA n. 00934061003

Usando Revive 100 White Uncoated e Revive 100 White Silk invece di una carta non riciclata, l'impatto ambientale è stato così ridotto*:



12.379,1
kg di rifiuti



2.396
kg di CO₂



17.114
km di viaggi su strada



227.931
litri d'acqua



25.672
kWh di energia



20.128
kg di legno

Fonte:
European BREF (data on virgin fibre paper).
Carbon footprint data audited by the Carbon Neutral Company.

(*) I dati riportati si riferiscono a tutte le pubblicazioni finanziarie di Enel SpA 2010-2011 nelle versioni pre- e post-Assemblea, Rapporto ambientale e Bilancio di sostenibilità.

