

Il Decreto è stato tuttavia applicato solo per il primo punto; il 30 dicembre 2006 il Governo ha pubblicato il Decreto Legge n. 1634/2006 relativo alla definizione delle tariffe elettriche per l'anno 2007 e alla modifica di alcuni aspetti rilevanti del mercato elettrico spagnolo, tra cui l'eliminazione dell'obbligo di contrattazione bilaterale tra generatori e distributori dello stesso gruppo a un prezzo regolato inizialmente fissato pari a 42,35 euro/MWh e poi aggiornato a 49,23 euro/MWh (Regio Decreto n. 871 del 30 giugno 2007). Il prezzo per il 2007 dei contratti bilaterali infragruppo è fissato, per il primo trimestre, pari alla somma del prezzo di Borsa, del *capacity payment* e di un corrispettivo a remunerazione dei servizi ancillari. Dal 1° marzo, invece, l'Ordine Ministeriale n. 400/2007 prevede che i contratti bilaterali siano liberamente contrattati tra le parti senza distinzione alcuna per i contratti infragruppo.

Il Regio Decreto n. 871/2007, relativo all'aggiornamento tariffario a partire dal 1° luglio, stabilisce inoltre:

- > il meccanismo di remunerazione della garanzia di potenza (*capacity payment*) a partire dal mese di ottobre 2007. Particolarmente incentivati risulteranno i nuovi investimenti e gli impianti a ciclo combinato già esistenti, mentre gli impianti nucleari, a carbone, a gas e gli idroelettrici già in funzione non beneficeranno del nuovo incentivo;
- > la definizione *ex ante* del valore massimo del *deficit* tariffario per il terzo trimestre 2007 pari a 0,75 miliardi di euro.

Inoltre, il 15 novembre 2007 il Ministero dell'Industria ha pubblicato l'Ordine Ministeriale n. 3315/2007 con il quale sono stati resi noti i dettagli necessari alla quantificazione degli importi che ciascuna impresa di generazione deve restituire come controvalore della detrazione dei diritti di emissione assegnati gratuitamente nel Piano Nazionale di Assegnazione per l'anno 2006 (c.d. "detrazione CO<sub>2</sub>"). L'energia oggetto del provvedimento riguarda tutta la produzione in Regime Ordinario sul territorio peninsulare includendo pertanto l'energia prodotta da impianti non beneficiari di quote ovvero non rientranti nel Piano Nazionale di Assegnazione.

Endesa non ha ritenuto opportuno condividere parte delle disposizioni contenute nel Regio Decreto n. 3/2006 e ha presentato ricorso al Tribunale di giustizia.

In attesa dell'esito di tale ricorso Endesa ha comunque stimato l'importo da recuperare al 31 dicembre 2007 in 975 milioni di euro.

#### *Deficit del 2007*

La normativa regolatoria ha stabilito un *deficit ex ante* finanziato provvisoriamente secondo i meccanismi del Regio Decreto n. 5/2005 in attesa che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas spagnola (CNE) realizzi la sub-asta dei diritti di copertura del *deficit ex ante* riconosciuto; relativamente al *deficit* 2007 Endesa ha finanziato il sistema per 583 milioni di euro.

#### Risoluzione Ministero Industria 19 aprile 2007 e Risoluzione Ministero Industria 29 maggio 2007

In linea con quanto inizialmente previsto dal Regio Decreto n. 1634/2006 e al fine di limitare il potere di mercato dei principali operatori e di contenere la volatilità dei prezzi di Borsa, sono stati adottati due provvedimenti che modificano parzialmente i meccanismi di funzionamento del mercato. Con il provvedimento del 19 aprile Endesa e Iberdrola sono state obbligate a vendere capacità attraverso meccanismi di asta (VPP, *Virtual Power Plant*) da tenersi con cadenza trimestrale e consegna a partire da luglio 2007. Delle cinque aste in calendario, a oggi se ne sono svolte tre in ciascuna delle quali sono state vendute opzioni per prodotti sia

di base sia di picco. Ciascun prodotto viene assegnato con durata trimestrale, semestrale e annuale.

Con il provvedimento del 29 maggio è stato, invece, stabilito che tutte le società di distribuzione sono obbligate ad approvvigionarsi per parte dell'energia elettrica necessaria a soddisfare il fabbisogno dei rispettivi clienti tramite aste denominate CESUR - *compra de electricidad para el suministro ultimo recurso*. Sono state finora svolte tre aste CESUR per complessivi 19.500 MW, su quote definite *ex ante* (Endesa 35% - Electra de Viesgo Distribución 3%).

Ordine Ministeriale n. 1522/2007

Il 24 maggio il Ministero dell'Industria ha pubblicato l'Ordine Ministeriale n. 1522/2007 relativo alla promozione delle fonti rinnovabili disciplinando in particolar modo il meccanismo di garanzia d'origine per gli impianti ad alta efficienza. Ai produttori titolari di impianti alimentati da fonti non fossili, impianti a biomassa e impianti cogenerativi ad alta efficienza vengono riconosciuti certificati di origine che sono scambiabili e vendibili all'interno del perimetro comunitario; i ricavi ottenuti dovranno essere utilizzati per attività con finalità comunque ambientali.

Regio Decreto n. 661/2007

Il 26 giugno 2007 il Governo ha pubblicato il Regio Decreto n. 661/2007 relativo al regime economico a remunerazione degli impianti a regime speciale (impianti alimentati da fonti rinnovabili). Il nuovo testo prevede, oltre a particolari incentivi alla cogenerazione, che:

- > gli impianti a regime speciale possano scegliere se beneficiare di una tariffa regolata o vendere in Borsa ottenendo il prezzo di equilibrio del mercato (*System marginal price*) più un premio, variabile in funzione dell'andamento dei prezzi sul mercato e riconosciuto entro un limite minimo (*floor*) e massimo (*cap*);
- > la tariffa fissa, il premio, il *cap* e il *floor* siano indicizzati in funzione dell'inflazione e/o dell'andamento del costo del combustibile a seconda della tecnologia.

Ordine Ministeriale n. 2794/2007

Il 27 settembre il Ministero dell'Industria ha pubblicato l'Ordine Ministeriale n. 2794/2007 relativo al consueto aggiornamento tariffario trimestrale. In particolare, è stato dettagliato il nuovo meccanismo a remunerazione della capacità (operativo dal 1° ottobre 2007) distinto in *capacity payment* a medio termine (massimo 1 anno) e *capacity payment* a lungo termine (per remunerare i nuovi investimenti e da riconoscersi per 10 anni). Con particolare riferimento al *capacity payment* di lungo termine tale remunerazione viene riconosciuta agli impianti entrati in esercizio dopo il 1998 e in particolare, per gli impianti in esercizio a partire dal 1° ottobre 2007, la remunerazione sarà fissata in funzione dell'Indice di Copertura di Sistema. Confermando quanto già previsto dal Regio Decreto n. 1634/2006, a partire dal 1° gennaio 2007 gli impianti nucleari non hanno più diritto a ricevere alcun tipo di *capacity payment*.

Decreto Legge n. 11/2007

Il 7 dicembre 2007 il Governo spagnolo decreta in via d'urgenza con l'obiettivo di evitare distorsioni del mercato e discriminazioni tra le modalità di negoziazione dell'energia. A tal fine, per tutto il periodo 2008-2012, viene prevista la riduzione della remunerazione dell'attività di generazione in considerazione dell'internalizzazione del valore delle quote di CO<sub>2</sub> assegnate gratuitamente dal Piano Nazionale di Assegnazione. Il Decreto rimanda a provvedimenti successivi per le modalità di dettaglio.

*Procedimenti antitrust*

Nel corso del 2007 è stata ottenuta la sospensiva relativa al pagamento della sanzione pecuniaria di 2,5 milioni di euro irrogata il 28 dicembre 2006 a Enel Viesgo Generación per abuso di posizione dominante sul mercato delle restrizioni. Sempre nel corso del 2007 sono stati archiviati, senza irrogazione di sanzione, due ulteriori procedimenti *antitrust* avviati, rispettivamente nel 2005 e nel 2007, contro Enel Viesgo Generación per presunto abuso di posizione dominante sempre nel mercato delle restrizioni.

Nel mese di aprile è stato aperto un procedimento contro Electra de Viesgo Distribución e tutte le principali società di distribuzione spagnole. Il procedimento, avviato per abuso di posizione dominante relativamente all'accesso dei dati dei clienti, è ancora in fase istruttoria iniziale.

*Emission Trading*

Il 26 febbraio 2007 la Commissione Europea ha approvato il Piano di Assegnazione delle quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012 a condizione che venissero apportate alcune modifiche, tra cui l'inserimento della lista completa degli impianti e delle relative assegnazioni.

Con il Decreto n. 3420 del 14 novembre 2007 il Governo spagnolo, adempiendo alle richieste della Commissione, ha approvato in via definitiva il Piano Nazionale di Allocazione (PNA) spagnolo 2008-2012 specificando il dettaglio delle quote riconosciute a ciascun impianto.

Nel 2007 le emissioni prodotte da Enel Viesgo Generación sono state pari a 4,2 Mton; considerando le quote assegnate dal PNA pari a 2,6 Mton, gli acquisti di quote effettuati nel corso del 2007 (pari a 2,0 Mton) e il *surplus* risultante a inizio anno (pari a 0,3 Mton), il *surplus* residuo al 31 dicembre 2007 è pari a 0,7 Mton. Nel quarto trimestre 2007 le emissioni stimate prodotte da Endesa sono state pari a circa 11,6 Mton (la verifica e la certificazione definitiva verranno completate entro il 31 marzo 2008); le quote assegnate dal PNA calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza risultano pari a 9,2 Mton e il *deficit* risultante, pari a circa 2,4 Mton, è interamente coperto attraverso i meccanismi di compensazione previsti dall'*Emissions Trading Scheme*.

**Francia***Aspetti normativi e tariffari*

Nel 2007 è stata sviluppata la normativa secondaria della Legge Energia dell'8 novembre 2006, creando un ritorno alla tariffa per i clienti industriali. Tra marzo e maggio 2007 sono stati pubblicati i decreti per l'applicazione della "tariffa di ritorno" (cosiddetta TARTAM) mediante la quale i clienti del mercato libero possono ritornare ad acquistare l'energia in regime regolato a una tariffa di circa il 20% superiore a quella storica.

Il 22 febbraio, nonostante la decisione del Consiglio Costituzionale del 30 novembre, per la quale i nuovi clienti non avrebbero diritto alla tariffa, un emendamento alla Legge sull'alloggio ha conferito il diritto al regime tariffario per le nuove connessioni fino al 2010.

*Unbundling*

Al seguito della legge del novembre 2006, l'*unbundling* legale dei distributori è effettivo dal 1° luglio 2007. Di fatto, il distributore di EdF sarà costituito separatamente a gennaio 2008.

I clienti che non hanno scelto il mercato libero ricevono energia dalle società

di vendita (articolo 23 della legge) e non è prevista concorrenza per quel segmento. La fornitura di ultima istanza sarà, invece, oggetto di aste.

#### *Emission Trading*

Il 26 marzo 2007 la Commissione Europea ha approvato la proposta francese del Piano di Assegnazione di quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012 imponendo una diminuzione della riserva per i nuovi entranti, che rimane fissata pari a 2,7 Mton di CO<sub>2</sub> all'anno. L'ammontare complessivo delle quote di CO<sub>2</sub> per i settori francesi coperti dalla Direttiva *Emissions Trade Scheme* (ETS) è pari a un valore medio di 132,8 Mton annui di CO<sub>2</sub> all'anno.

#### **Slovacchia**

Legge n. 107 del 22 febbraio 2007 - Nuovo "Regulatory Act"

Il 15 marzo 2007 è entrata in vigore la Legge n. 107 che emenda la Legge istitutiva n. 276/2001 dell'Autorità di regolazione slovacca (URSO). Gli emendamenti introducono importanti novità nella procedura di nomina dei membri del Consiglio di URSO e nelle competenze del regolatore.

Il vecchio Consiglio è decaduto lo scorso 15 marzo e i nuovi sei consiglieri sono stati nominati a giugno. Il Consiglio verrà parzialmente rinnovato ogni due anni con la sostituzione di due consiglieri, sempre nominati dal Presidente della Repubblica chiamato a scegliere tra due coppie di nomi proposte da Governo e Parlamento.

Impianti *must-run* di Slovenské elektrárne (SE)

Slovenské elektrárne (SE) possiede due impianti termici che, in osservanza alla clausola di "interesse economico generale", prevista nella legislazione slovacca sull'energia (*Energy Act* n. 658/2004), sono obbligati per legge a garantire disponibilità di potenza ed energia.

La normativa prevede che SE sia compensata per i costi sostenuti per l'esercizio di tali impianti, che non sono recuperabili attraverso la vendita di energia sul mercato, tramite una componente tariffaria di *System Cost* applicata a tutti i consumatori finali. Questa componente tariffaria è fissata annualmente da URSO sulla base degli *extra* costi previsti riconosciuti a SE.

SE ha presentato a URSO la proposta relativa ai costi previsti per l'anno 2008 per l'impianto di ENO (Nováky), mentre l'impianto di EVO (Vojany), a partire dal 2008, non rientra negli impianti considerati *must-run*. Inoltre, sarà corrisposta a SE nel corso del 2008, la quota residua del conguaglio dei *System Cost* relativi all'anno 2005. Infine, è stato ottenuto il riconoscimento da URSO della rivalutazione degli *asset* ENO ed EVO pari a 30 milioni di euro, da compensare nel periodo 2009-2010.

#### *Emission Trading*

Per quanto concerne il Piano Nazionale di Assegnazione 2008-2012, a Slovenské elektrárne era stata assegnata una media annua di quote pari a 9,2 Mton di CO<sub>2</sub> su un totale di 41,3 Mton. La Commissione Europea, con la decisione COM(2006) 725 del 29 novembre 2006, ha imposto una riduzione del 25% sul *cap* totale delle quote di emissioni. Nel gennaio 2007 il Governo slovacco, pur presentando un ricorso formale contro la decisione della Commissione, ha rivisto il proprio Piano di Assegnazione provvedendo a una nuova distribuzione delle quote fra gli impianti dei diversi settori. A settembre 2007 il Governo slovacco ha messo in consultazione una versione rivista del proprio Piano; in tale proposta si assegna a SE una media di circa 4,9 Mton annui di CO<sub>2</sub>.

Il 7 dicembre 2007 la Commissione Europea ha modificato la sua precedente decisione, ammettendo ulteriori assegnazioni per 1,78 Mton di CO<sub>2</sub> all'anno. Il Ministero dell'Ambiente slovacco ha poi pubblicato la lista con la riallocazione per operatore, assegnando a SE una media di circa 5,2 Mton di CO<sub>2</sub> all'anno.

#### Nuove regole di mercato

Il 4 luglio 2007 il Governo ha approvato una decisione riguardante le nuove regole di mercato, come conseguenza della liberalizzazione fissata per il 1° luglio 2007. In particolare, il provvedimento prevede l'applicazione a partire dal 1° gennaio 2008 di un'addizionale, pari alla componente tariffaria pagata dai clienti finali a copertura dei *System Service* (pari a circa 10 euro/MWh nel 2007), sull'elettricità prodotta in Slovacchia e poi esportata.

#### *Energy Act*

Nel mese di agosto è stata presentata una prima bozza della legge quadro per il settore energetico (*Energy Act*). Slovenské elektrárne ha già inviato i suoi commenti sugli aspetti più rilevanti che riguardano in particolare la sicurezza della fornitura, gli stati di emergenza, i ruoli del Regolatore e la definizione dell'operatore con posizione dominante.

Durante gli incontri di consultazione, svolti nel mese di settembre, tra il Ministero dell'Economia e gli operatori, il Ministero si è mostrato disponibile ad accettare la maggior parte dei commenti di Slovenské elektrárne.

#### **Bulgaria**

##### *Emission Trading*

Il 26 ottobre 2007 la Commissione Europea ha emesso una decisione sul Piano di Assegnazione delle quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012 imponendo una riduzione di circa il 37,4%. È stata pubblicata, inoltre, la decisione sulle allocazioni previste per il 2007 (anno di ingresso della Bulgaria nell'Unione Europea) imponendo un taglio di circa il 20%. Enel Maritza East 3 ha inviato al Ministero dell'Ambiente le sue osservazioni in merito per sostanziare la richiesta di quote addizionali. Nel complesso, ci si attende un impatto sostanzialmente neutro dall'assegnazione finale. Il Governo bulgaro è tuttora in attesa di definire la versione finale dei due Piani di Allocazione.

#### **Romania**

##### Aspetti tariffari

Le tariffe di distribuzione vengono determinate attraverso un sistema che prevede la regolamentazione verso il cliente finale tutelando la profittabilità del distributore e riconoscendo i costi di distribuzione fino a un *cap* tariffario. Il 25 ottobre 2007 è stata pubblicata dal regolatore ANRE (Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei) una nuova metodologia di distribuzione per determinare le tariffe di distribuzione per il secondo periodo regolatorio (2008-2012). In particolare, il WACC è stato confermato pari al 10% anziché al 12% (periodo 2005-2007), il fattore di efficienza viene calcolato basandosi sulla media aritmetica (invece che lineare) dell'efficienza ottenuta nel periodo 2005-2007, gli investimenti riconosciuti saranno remunerati sulla base di quanto messo in opera su base mensile anziché sulla media annuale.

Il 21 dicembre 2007 sono state pubblicate le tariffe di distribuzione per il secondo periodo regolatorio 2008-2012: si verifica una leggera diminuzione (comunque

migliorativa rispetto a quanto previsto con la vecchia metodologia) per le tariffe delle società Enel.

Ad aprile 2007 le tariffe finali sono aumentate del 3,95%; tale incremento ha contribuito a determinare un *extra* margine rispetto a quanto previsto dalla regolamentazione. Dal 1° luglio 2007 il mercato si è completamente liberalizzato coerentemente con le date europee. Resta ancora da aggiornare la metodologia di calcolo per le tariffe per l'attività di *supply* ai clienti vincolati che per il 2008 rimane invariata, stabilendo quindi un margine regolato pari al 2,5% sui costi di acquisto dell'energia fornita agli stessi clienti vincolati.

Il portafoglio di energia per i clienti vincolati, per ciascun fornitore, viene determinato in prezzi e volumi da ANRE con l'obiettivo di ottenere una tariffa finale unica su tutto il territorio nazionale. Sono stati assegnati da ANRE all'inizio di gennaio 2008 i portafogli di energia con i relativi prezzi di acquisto per ognuna delle società di *supply* per l'anno 2008.

#### *Unbundling*

Il 1° luglio 2007 le società di distribuzione e vendita di energia elettrica hanno rispettato l'obbligo di effettuare l'*unbundling* societario. Sono state create società separate per gestire la rete di distribuzione e la vendita con conseguente gestione amministrativa, di *accounting* e di *management* distinta. Dallo *spin off* di Enel Electrica Banat ed Enel Electrica Dobrogea sono nate tre società: Enel Distributie Banat ed Enel Distributie Dobrogea che gestiscono la rete di distribuzione, mentre Enel Energie segue l'attività di fornitura ai clienti.

Dalla stessa data tutti i clienti hanno diritto di eleggibilità; il ruolo sia del fornitore implicito (ovvero il fornitore per i clienti vincolati che dopo luglio 2007 non eserciteranno il diritto di eleggibilità) sia del fornitore di ultima istanza (che interviene in caso di fallimento del fornitore implicito), per i clienti vincolati che non eserciteranno il diritto di eleggibilità, verrà espletato dalle stesse società che operano nella vendita di energia elettrica.

#### **Russia**

##### Aspetti normativi e tariffari

Nell'aprile 2007 il Governo russo ha ufficialmente confermato la progressiva apertura del mercato della generazione all'ingrosso, che passerà dal 5% nel 2007 al 100% nel 2011, con esclusione del consumo corrispondente ai clienti residenziali (circa 15%).

La quota di generazione liberalizzata viene venduta attraverso un mercato organizzato del giorno prima, con prezzi che riflettono la posizione del generatore nella rete (*nodal pricing*).

La quota di generazione che invece rimane venduta in regime amministrato, dal 2008 passerà da un meccanismo *cost-plus* a un *price-cap* incentivando i generatori a recuperi di efficienza. La formula d'indicizzazione, pubblicata dall'Ufficio Federale per le Tariffe nel dicembre 2006, prevede che i costi di combustibile siano aggiornati in funzione di indicatori di crescita dei prezzi per ogni combustibile, e che gli altri costi siano aggiornati in funzione dell'inflazione russa. Le tariffe per il 2008, pubblicate nel dicembre 2007, risultano in linea con questi principi.

La liberalizzazione del mercato del gas, avviata nel novembre 2006, prevede una convergenza graduale dei prezzi del gas regolato al livello del *net-back price* europeo. Le tariffe del calore restano basate su un *cost-plus* che non assicura la redditività dell'attività.

#### Nuova Legge sull'energia

La nuova Legge federale del 4 novembre 2007 n. 250 sull'energia ha portato significativi emendamenti alle leggi federali n. 35 e n. 36 del 26 marzo 2003. Viene confermata la soppressione delle tariffe di generazione regolate a partire dal luglio 2011, da conseguire tramite la riduzione graduale dei volumi dei contratti regolati. Dopo questa data, le tariffe di generazione rimarranno in vigore solo per le zone isolate e per la fornitura dei clienti domestici; per questi ultimi, la fornitura regolata dovrebbe essere limitata a 3 anni, attraverso contratti dedicati, il cui prezzo dovrà essere superiore alle tariffe di generazione. Le disposizioni *antitrust* sono state modificate e rese più stringenti: finora, era considerata come posizione dominante nel mercato della generazione una quota superiore al 35% della capacità complessiva della zona di prezzo, mentre la riforma abbassa il tetto al 20% e lo calcola sull'energia all'interno delle "free flow zones" (ancora da stabilire in numero e localizzazione). La legge autorizza, inoltre, il Governo a fissare obiettivi per la generazione di origine rinnovabile, sviluppando anche meccanismi di sostegno. Infine, la legge trasforma la posizione delle istituzioni nella regolazione del settore. In primo luogo, a un'agenzia statale (probabilmente l'appena nata Federal Energy Agency) sarà assegnato il compito di approvare i programmi d'investimento dei generatori di cui lo Stato è azionista, e di monitorare il loro sviluppo. È prevista anche la creazione di una nuova istituzione, il Consiglio di Mercato, il cui incarico sarà di preparare le bozze di norme per i mercati *wholesale* e *retail*, in cui anche i generatori verranno rappresentati pur in presenza di un diritto di veto da parte del Governo.

#### *Capacity market e capacity contract*

Si sta strutturando per i generatori un mercato della capacità e a tal fine RAO UES (*utility* federale) ha divulgato nel corso del 2007, per consultazione, documenti sulla possibile struttura del mercato. Tra il 2008 e il 2011 saranno organizzate aste a breve termine: in questo periodo di transizione, tutte le unità inserite nel Bilancio federale saranno accettate all'asta. Le offerte all'asta sono limitate, solo per gli impianti esistenti, da un *price-cap* che corrisponde alla loro tariffa. Per assicurarsi che la capacità prevista nei programmi d'investimento sia effettivamente resa disponibile dai generatori, nel mese di agosto 2007 RAO UES ha proposto un meccanismo provvisorio in base al quale la capacità installata dei nuovi impianti verrà remunerata attraverso contratti bilaterali (*capacity contract*) tra l'ATS (*Administrator of Trading System*) e i generatori.

#### *Retail*

Anche se liberalizzata per i clienti non domestici, l'attività di *retail* rimane fortemente regolata e dominata dalla figura del fornitore di ultima istanza (*Guaranteeing Supplier*). La licenza di *Guaranteeing Supplier*, data alle società di vendita storiche, verrà messa all'asta per un periodo di tre anni. RAO ha annunciato nel settembre 2007 una riforma del mercato di dettaglio; le aste per il *Guaranteeing Supplier*, che erano attese a breve, verranno invece posposte almeno fino al 2009.

#### **Grecia**

##### Legge n. 3468/2006

A partire dal mese di giugno 2006 un nuovo meccanismo di incentivazione delle rinnovabili sostituisce e abroga il regime precedentemente previsto dalla Legge n. 2733 del 1999.

Le tariffe sono riconosciute agli impianti in funzione della tecnologia e sono

aggiornate dal Ministero dello Sviluppo, sentita l'Autorità per l'energia elettrica, tenendo conto degli eventuali aggiornamenti già riconosciuti a PPC (*Public Power Corporation*, operatore dominante verticalmente integrato e attivo nel mercato greco). A partire dalla completa liberalizzazione del mercato le tariffe saranno aggiornate in funzione dell'inflazione. Con la Decisione Ministeriale n. 14610 del 4 luglio 2007 le tariffe sono state aggiornate con effetto retroattivo a partire dal 1° gennaio 2007 (per gli impianti idroelettrici ed eolici l'incremento riconosciuto è stato pari a circa il 3-4%).

Decisione Ministeriale 30 novembre 2007

Con la Decisione Ministeriale del 30 novembre il Governo greco ha approvato l'incremento tariffario da riconoscersi all'operatore dominante PPC a partire dal 1° dicembre 2007 e in vigore fino al 31 dicembre 2008. L'incremento tariffario medio previsto è di circa il 7% per i clienti in bassa e media tensione e del 10% per i clienti in alta tensione. Nessun incremento tariffario è stato invece previsto per le famiglie con potenza contrattualizzata ridotta e per le famiglie con almeno 3 figli.

### Argentina

Risoluzione n. 50/2007

Con la Risoluzione n. 50 del 1° febbraio 2007 l'Autorità per l'energia elettrica argentina (ENRE) ha approvato un nuovo quadro tariffario prevedendo, per la prima volta dalla crisi del 2001, un incremento tariffario significativo con riferimento alla tariffe di distribuzione. Le imprese distributrici, tra cui EDESUR (in cui Endesa detiene una partecipazione del 99% circa), dovrebbero poter applicare tale incremento con effetto retroattivo dal 1° novembre 2005 salvo eventuali problemi di natura giuridica.

Risoluzione n. 466/2007

Il 18 luglio 2007 l'Autorità per l'energia elettrica argentina ha pubblicato la Risoluzione n. 466 in base alla quale, nelle more dell'entrata in vigore della revisione tariffaria, viene prorogato il c.d. "regime transitorio" fino al 2013, periodo in cui la concessione per le attività di distribuzione è concessa a EDESUR. La concessione, che è confermata per una durata complessiva di 95 anni (a partire dal 1993), sarà gestita in diversi "management period" della durata di 10 anni.

### Cile

Aggiornamenti tariffari

L'autorità cilena ha approvato una serie di provvedimenti relativi all'aggiornamento delle Tariffe Regolate (c.d. "prezzi nodali") fissate normalmente su base semestrale in aprile e ottobre. Tale tariffa, che riflette il costo marginale medio di sistema previsto per i 4 anni successivi, è stata pari a 67,1 dollari/MWh dal 1° novembre 2006, 73,3 dollari/MWh dal 1° maggio 2007 e 104,05 dollari/MWh dal 1° novembre 2007.

Legge di incentivo alle rinnovabili

Il 3 ottobre 2007 la Camera approva il progetto di legge per la promozione delle rinnovabili secondo un modello basato sui certificati verdi. Il 18 gennaio 2008 il progetto viene approvato al Senato e passa alla Lower House. Si attende la conversione in legge per marzo 2008. A partire dal 1° gennaio 2010 e fino al 2014 entrerà in vigore l'obbligo di certificare che il 5% dell'energia destinata alla vendita



ai distributori o ai clienti finali sia prodotto da fonti rinnovabili non convenzionali (c.d. "ERNC"). La quota si incrementa dello 0,5% annuo a partire dal 2015 fino al 2024, raggiungendo così quota 10%. In caso di mancato rispetto dell'obbligo sono previste penali. Gli impianti idroelettrici fino a 40 MW saranno inclusi nella quota di ERNC per il 100% fino a 20 MW, per una quota decrescente tra 20 e 40 MW.

**Colombia**

Risoluzione n. 31/2007

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas colombiana (CREG) ha approvato ad aprile la Risoluzione n. 31 relativa alle condizioni e ai meccanismi d'asta che si terranno a maggio 2008 per l'assegnazione di obblighi a fornire energia di base ai fini della copertura di una parte della domanda del Paese.

**Perù**

Decreto Supremo n. 53/2007

Nel mese di ottobre 2007 è stato approvato il Regolamento contenente le norme applicative della Legge n. 27345 per la promozione dell'uso efficiente dell'energia al fine di orientare il consumo intelligente e ridurre l'impatto ambientale.

PAGINA BIANCA

Sintesi della gestione e andamento  
economico e finanziario del Gruppo

## Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*. Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

*Margine operativo lordo*: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore" e deducendo il "Provento da scambio azionario".

*Attività immobilizzate nette*: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Crediti finanziari verso altri istituti", dei "Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione" e di altre partite minori, inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- > delle "Passività per imposte differite".

*Capitale circolante netto*: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- > dei "Crediti per anticipazioni di *factoring*", della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", degli "Altri titoli" e di altre partite minori, inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

*Attività nette destinate alla vendita*: definite come somma algebrica delle "Attività destinate alla vendita" e delle "Passività destinate alla vendita".

*Capitale investito netto*: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei fondi non precedentemente considerati, delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette destinate alla vendita".

*Indebitamento finanziario netto*: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale.

## Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

### 2006

- > Acquisizione del 66% del capitale di Slovenské elektrárne, società operante nella generazione di energia elettrica in Slovacchia, avvenuta in data 28 aprile 2006;
- > cessione, in data 30 maggio 2006, del 30% del capitale di Enel Unión Fenosa Renovables. A seguito di tale cessione la partecipazione nella società è pari al 50% del suo capitale. A partire da tale data, la società è consolidata con il metodo proporzionale in quanto Enel esercita sulla stessa un controllo congiunto con soci terzi;
- > acquisizione del restante 40% del capitale di Enel Maritza East III Power Holding avvenuta in data 14 giugno 2006. A seguito di tale operazione il Gruppo detiene il 73% del capitale di Enel Maritza East 3, società di generazione operante in Bulgaria;
- > acquisizione, in data 14 giugno 2006, del 100% del capitale di Maritza O&M Holding Netherlands, società di partecipazioni che detiene il 73% del capitale di Enel Operations Bulgaria, società cui è affidata la manutenzione della centrale di Enel Maritza East 3;
- > acquisizione, in data 21 giugno 2006, del 49,5% di Res Holdings che detiene il 100% della società russa RusEnergosbyt (*trading* e vendita di energia). Enel esercita sulla stessa un controllo congiunto con soci terzi; conseguentemente, la società viene consolidata con il metodo proporzionale;
- > acquisizione, in data 13 luglio 2006, del 100% di Enel Erelis, società operante nello sviluppo di impianti eolici in Francia;
- > acquisizione, in data 1° agosto 2006, del 100% di Enel Panama (già Hydro Quebec Latin America) che congiuntamente al *partner* Globeleq (un fondo di *private equity*) esercitava il controllo di fatto su Fortuna, consolidata conseguentemente con il metodo proporzionale;
- > acquisizione, in data 6 ottobre 2006, attraverso Enel Brasil Participações, società controllata da Enel Latin America, del 100% del capitale di dieci società del gruppo Rede proprietarie di 20 impianti mini-idro.

### 2007

- > Acquisizione, in data 2 febbraio 2007, dell'intero capitale della società panamense Enel Fortuna (già Globeleq Holdings Fortuna), che ha consentito a Enel di disporre del pieno controllo di Fortuna e di consolidarla con il metodo integrale;
- > acquisizione di una partecipazione del 40% di Artic Russia (già Eni Russia), controllante diretta di SeverEnergia (già Enineftegaz), e successiva acquisizione da parte di quest'ultima, in data 4 aprile 2007, di un gruppo di *asset* nel settore del gas; trattandosi di controllo congiunto, SeverEnergia viene consolidata con il metodo proporzionale;
- > acquisizione, in data 2 luglio 2007, del 90% di Nuove Energie, società operante nella realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del gas naturale liquefatto;
- > acquisizione, in data 5 ottobre 2007, a seguito dell'esito positivo dell'OPA effettuata, del 42,08% del capitale di Endesa; a partire da tale data, tenuto

- conto delle quote di capitale già detenute (24,97%), Endesa viene consolidata con il metodo proporzionale trattandosi di controllo congiunto;
- > acquisizione, in data 1° ottobre 2007, del 100% di tre società (International Windpower, Wind Parks of Thrace e International Wind Parks of Thrace) operanti nella generazione da fonte eolica in Grecia;
  - > acquisizione, in data 24 ottobre 2007, del 100% di Blue Line, una società rumena che possiede i diritti per lo sviluppo di progetti eolici nella regione di Dobrogea;
  - > acquisizione, in data 6 dicembre 2007, del 100% di Inelec, società attiva nella generazione da fonte idroelettrica in Messico.

A seguito del raggiungimento del controllo congiunto di Endesa, dopo l'acquisizione del 42,08% del capitale della stessa e in forza dell'accordo siglato con Acciona in data 26 marzo 2007, sono divenute efficaci le pattuizioni contenute nei contratti siglati tra Enel, Acciona ed E.On concernenti il trasferimento di alcune attività detenute da Enel ed Endesa. Pertanto, ai fini della rappresentazione contabile di tali pattuizioni, sono state riportate nella situazione patrimoniale riclassificata come "Attività nette destinate alla vendita":

- > le attività e le passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna rientranti nel perimetro di dismissione definito con E.On (di seguito "Endesa Europa");
- > le attività e le passività inerenti alle energie rinnovabili detenute da Endesa che verranno conferite nella società Acciona Energia, al cui capitale sociale, a seguito di tale conferimento, Endesa parteciperà al 49%;
- > le attività e le passività inerenti alle partecipazioni detenute da Enel in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución e le partecipazioni detenute dalle stesse rientranti nel perimetro di dismissione definito con E.On.

Nella situazione economica riclassificata i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riconducibili alle attività nette destinate alla vendita di Endesa Europa sono stati rappresentati come *discontinued operations* in quanto tali attività nette sono state acquisite al solo fine della loro rivendita.

## Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

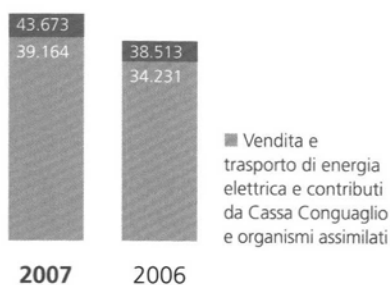
	2007	2006	2007-2006	
<b>Totale ricavi</b>	<b>43.673</b>	<b>38.513</b>	<b>5.160</b>	<b>13,4%</b>
<b>Totale costi</b>	<b>33.614</b>	<b>29.880</b>	<b>3.734</b>	<b>12,5%</b>
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(36)	(614)	578	94,1%
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>10.023</b>	<b>8.019</b>	<b>2.004</b>	<b>25,0%</b>
Provento da scambio azionario	-	263	(263)	-
Ammortamenti e perdite di valore	3.033	2.463	570	23,1%
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>6.990</b>	<b>5.819</b>	<b>1.171</b>	<b>20,1%</b>
Proventi finanziari	2.101	513	1.588	-
Oneri finanziari	3.015	1.160	1.855	-
<b>Totale proventi/(oneri) finanziari</b>	<b>(914)</b>	<b>(647)</b>	<b>(267)</b>	<b>-41,3%</b>
Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	(4)	16	-
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>6.088</b>	<b>5.168</b>	<b>920</b>	<b>17,8%</b>
Imposte	2.002	2.067	(65)	-3,1%
<b>RISULTATO DELLE CONTINUING OPERATIONS</b>	<b>4.086</b>	<b>3.101</b>	<b>985</b>	<b>31,8%</b>
<b>RISULTATO DELLE DISCONTINUED OPERATIONS</b>	<b>127</b>	<b>-</b>	<b>127</b>	<b>-</b>
<b>RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)</b>	<b>4.213</b>	<b>3.101</b>	<b>1.112</b>	<b>35,9%</b>
(Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	(236)	(65)	(171)	-
<b>RISULTATO NETTO DEL GRUPPO</b>	<b>3.977</b>	<b>3.036</b>	<b>941</b>	<b>31,0%</b>

### Ricavi

Milioni di euro

	2007	2006	2007-2006
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati	39.164	34.231	4.933
Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	2.118	1.695	423
Plusvalenze da cessione di attività	-	90	(90)
Altri servizi, vendite e proventi diversi	2.391	2.497	(106)
<b>Totale</b>	<b>43.673</b>	<b>38.513</b>	<b>5.160</b>

Ricavi (milioni di euro)



Nel 2007 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati** ammontano a 39.164 milioni di euro, in crescita di 4.933 milioni di euro rispetto al 2006 (+14,4%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- > crescita di 4.019 milioni di euro dei ricavi all'estero, di cui 2.648 milioni di euro dovuti al consolidamento dal 1° ottobre 2007 di Endesa, 425 milioni di euro riferibili al consolidamento da fine aprile 2006 della società Slovenské elektrárne, 376 milioni di euro dovuti al consolidamento di RusEnergosbyt acquisita nel mese di giugno 2006, 80 milioni di euro relativi all'acquisizione avvenuta il 2 febbraio 2007 e il 1° agosto 2006 rispettivamente di Enel Fortuna e di Enel Panama e 276 milioni di euro riferibili al *trading* internazionale di energia;
- > aumento di 713 milioni di euro dei ricavi per vendita e trasporto di energia

elettrica in Italia. I maggiori ricavi sul mercato libero per 2.546 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla crescita dei volumi venduti, sono stati in parte bilanciati dai minori ricavi sui mercati di maggior tutela e salvaguardia per 1.833 milioni di euro; questi ultimi risentono principalmente dei minori volumi venduti il cui effetto risulta parzialmente compensato dai maggiori prezzi medi, inclusivi dei meccanismi di perequazione non riflessi in tariffa, a copertura dei costi di generazione;

- > maggiori contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati pari a 339 milioni di euro, di cui 332 milioni di euro riferibili ai contributi spettanti a Endesa per la generazione nelle zone extrapeninsulari;
- > aumento di 342 milioni di euro come effetto congiunto dei maggiori ricavi di vendita sulla Borsa dell'energia elettrica (dovuti principalmente all'incremento delle quantità in parte bilanciato da una riduzione dei prezzi medi di vendita), parzialmente compensati dai minori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico;
- > minori ricavi connessi alle vendite all'ingrosso per 321 milioni di euro per effetto della contrazione dei volumi venduti ai rivenditori;
- > diminuzione di 108 milioni di euro dei ricavi da vendita di energia incentivata al Gestore dei Servizi Elettrici, essenzialmente a causa dei minori volumi prodotti da impianti qualificati CIP 6, principalmente per il termine del periodo di incentivazione di alcune centrali e della minore idraulicità del sistema.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** risultano in crescita di 423 milioni di euro (+25,0%) riferibili all'incremento dei ricavi sul mercato domestico per 221 milioni di euro e al consolidamento di Endesa e di SeverEnergia (già Enineftegaz) rispettivamente per 191 milioni di euro e per 11 milioni di euro. In particolare, la variazione dei ricavi sul mercato domestico è attribuibile all'aumento delle quantità vendute nonché agli effetti connessi all'applicazione della delibera n. 79/07 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ha definitivamente stabilito le condizioni economiche, più favorevoli rispetto a quanto determinato dalle precedenti delibere n. 248/04 e n. 134/06, per la fornitura del gas per il 2005 e per il primo semestre 2006.

Le **plusvalenze da cessione di attività** si decrementano di 90 milioni di euro. Le plusvalenze realizzate nell'esercizio 2006 si riferiscono per la quasi totalità alla cessione delle reti di distribuzione in 18 Comuni della Provincia di Modena (85 milioni di euro).

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2007 a 2.391 milioni di euro (2.497 milioni di euro nel 2006) evidenziando una contrazione di 106 milioni di euro (-4,2%) rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione è da collegare in massima parte ai seguenti fenomeni:

- > minori vendite di combustibili per *trading* per 178 milioni di euro. Tale variazione è connessa alla contrazione per 237 milioni di euro dei ricavi sul mercato domestico che, pur beneficiando di un incremento delle quantità vendute, risentono della maggiore incidenza nei *mix* di vendita della componente gas naturale i cui prezzi sono risultati mediamente inferiori nel 2007 rispetto ai valori dell'esercizio precedente. Tale contrazione risulta parzialmente compensata dall'andamento dei ricavi per *trading* di combustibili delle società in Spagna, in crescita di 59 milioni di euro;
- > contrazione nell'esercizio 2007 di 122 milioni di euro dei ricavi per lavori in corso su ordinazione da attribuire principalmente alla minore attività di