

# Scenario di riferimento

## Enel e i mercati finanziari

	2011	2010
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,88	1,86
Risultato operativo per azione (euro)	1,21	1,20
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,44	0,47
Dividendo unitario (euro)	0,26	0,28
Pay-out ratio <sup>(1)</sup> (%)	59	60
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	4,13	4,04 <sup>(2)</sup>
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,83	4,23
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,84	3,43
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,08	3,78
Capitalizzazione borsistica <sup>(3)</sup> (milioni di euro)	28.961	35.543
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	9.403

(1) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.

(2) Tiene conto dell'effetto del *restatement* dovuto alla conclusione del processo di allocazione del costo di acquisizione relativamente all'operazione di SE Hydropower.

(3) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

	Corrente <sup>(1)</sup>	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2009
<b>Peso azioni Enel:</b>				
- su indice FTSE MIB	11,01%	12,98%	10,53%	10,27%
- su indice STOXX Europe 600 Utility	9,19%	8,25%	8,07%	8,26%
- su indice Bloomberg World Electric	2,79%	2,93%	3,16%	3,58%
<b>Rating</b>				
	Corrente <sup>(1)</sup>	al 31.12.2011	al 31.12.2010	al 31.12.2009
Standard & Poor's	Outlook	Watch Negative	Watch Negative	Stable
	M/L termine	A-	A-	A-
	Breve termine	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	Negative	Negative	Negative
	M/L termine	A3	A3	A2
	Breve termine	P2	P2	P1
Fitch	Outlook	Stable	Stable	Stable
	M/L termine	A-	A-	A-
	Breve termine	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 7 marzo 2012.

Il 2011 è stato un anno caratterizzato da una elevata volatilità. Nel primo semestre l'economia mondiale è cresciuta, spinta soprattutto dalle economie emergenti, dove l'attività ha continuato a espandersi a ritmi sostenuti. Nei Paesi avanzati abbiamo assistito a una *mix* di effetti: nella prima parte dell'anno si è

registrata una accelerazione del PIL nell'area euro (soprattutto in Germania) e, contemporaneamente, una forte contrazione in Giappone (dove gli effetti economici del terremoto si sono rivelati peggiori delle attese), accompagnata da un consistente rallentamento della crescita negli Stati Uniti.

La seconda parte dell'anno è stata, invece, caratterizzata da un generale peggioramento del contesto macroeconomico globale con ripercussioni negative su tutti i Paesi e in particolar modo sulle economie europee. Infatti, a partire dall'estate, le tensioni sul debito sovrano dei Paesi dell'area euro si sono intensificate ed estese a quasi tutte le principali economie aderenti alla moneta unica. Tali pressioni hanno dato origine a diverse e generalizzate revisioni al ribasso delle stime di crescita del PIL su tutti i Paesi da parte delle più importanti istituzioni economiche pubbliche e private.

Per quanto riguarda l'Italia, il Paese ha risentito della crisi in maniera particolarmente accentuata per effetto sia dell'elevato livello di debito pubblico sia delle deboli prospettive di crescita nel medio termine, il tutto confermato anche da una riduzione della domanda elettrica, riduzione che si è manifestata soprattutto negli ultimi mesi dell'anno.

Dividendo unitario  
di 0,26 euro  
al 31 dicembre  
2011

Il suddetto peggioramento delle prospettive economiche ha avuto ripercussioni anche sulle quotazioni dei titoli azionari. Tutti i mercati finanziari dell'area euro hanno chiuso l'esercizio 2011 in calo rispetto alle quotazioni dell'anno precedente. Il mercato italiano è stato quello che ha registrato il calo più marcato. L'indice italiano FTSE Italia All Share ha chiuso il 2011 a -24,3%, appesantito soprattutto dal settore bancario e finanziario, dove si sono registrate perdite consistenti. Il mercato azionario tedesco, rappresentato dal DAX, ha registrato un calo del 14,7%, l'indice francese CAC-40 ha perso il 17,9% e, infine, l'indice spagnolo IBEX-35 ha registrato un calo del 13,1%.

In questo contesto il settore delle *utility* europeo ha registrato un andamento delle quotazioni azionarie in linea con l'andamento dei listini della zona euro. La variazione

dell'indice STOXX Europe 600 Utilities, che raggruppa le principali aziende per capitalizzazione quotate nei diversi listini europei, ha chiuso il 2011 con un calo del 17%.

Per quanto riguarda il titolo Enel, l'esercizio si è chiuso a quota 3.144 euro per azione, in calo del 15,9% rispetto alla chiusura dell'anno precedente. La variazione del titolo risulta essere quindi sostanzialmente in linea con l'andamento del settore delle *utility* europeo e migliore rispetto ai principali *competitor* europei (in particolare, rispetto alle *performance* di RWE, EDF, E.ON, Iberdrola e GDF).

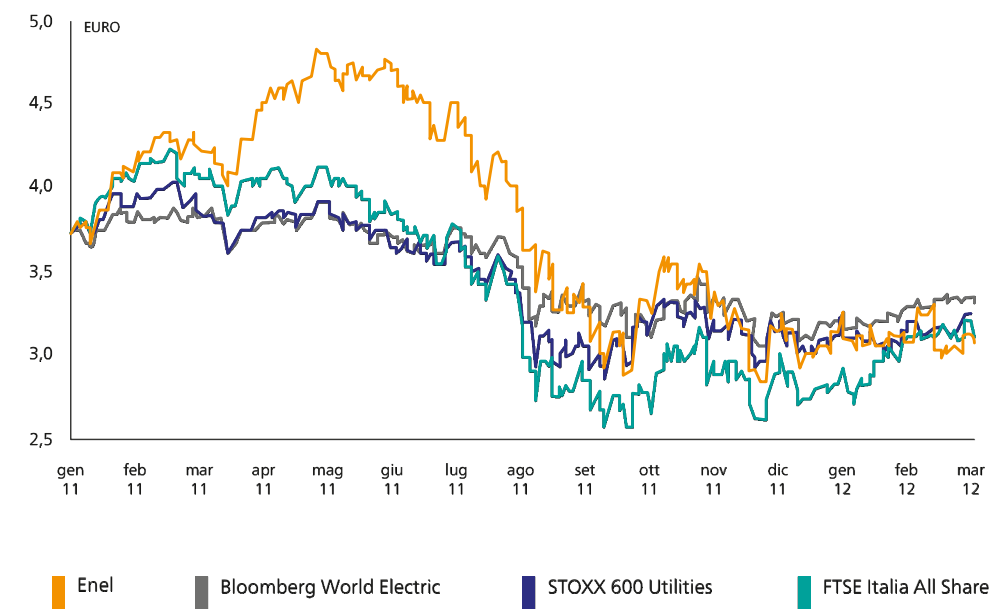
Il 24 novembre 2011 è stato pagato l'acconto sul dividendo relativo agli utili 2011, pari a 10 centesimi di euro, che, sommato a quanto già distribuito il 23 giugno 2011, porta l'ammontare complessivo pagato nel corso dell'anno a 28 centesimi di euro per azione.

Al 31 dicembre 2011 l'azionariato Enel è composto per il 31,2% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 40,3% da investitori istituzionali e per il 28,5% da investitori individuali.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito *web* istituzionale ([www.enel.com](http://www.enel.com)) alla sezione Investor Relations (<http://www.enel.com/it-IT/investor/>), dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle *Assemblee*, oltre che aggiornamenti periodici sui temi di *corporate governance*.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: [azionisti.retail@enel.com](mailto:azionisti.retail@enel.com)) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683057975; indirizzo di posta elettronica: [investor.relations@enel.com](mailto:investor.relations@enel.com)).

Andamento titolo Enel e indici Bloomberg World Electric, STOXX Europe 600 Utilities e FTSE Italia All Share sino al 7 marzo 2012



## Il contesto economico energetico nel 2011

### Andamento economico

Nel corso del 2011 la crisi del debito nei principali Paesi europei ha minato i deboli segnali di ripresa che si erano intravisti nel 2010, successivi al picco della crisi del 2009. Il livello della produzione industriale è tornato a scendere in maniera consistente in particolar modo nel terzo e quarto trimestre, segnando nella zona euro un decremento rispettivamente del 3% (terzo trimestre) e del 6% (quarto trimestre) in confronto ai valori del 2010. Parte delle perdite dei livelli produttivi è dipesa fortemente dal particolare momento di crisi del ciclo economico, caratterizzato, da una parte, dalla stretta disciplina fiscale perseguita dai singoli Stati della zona euro e, dall'altra, da livelli di consumi particolarmente ridotti.

L'andamento degli indicatori congiunturali, sebbene abbia tenuto nei primi mesi del 2011, ha mostrato un gra-

duale rallentamento a partire dai primi mesi estivi. Ciò è da attribuire, nell'area euro, all'acuirsi dei timori sulla sostenibilità del debito sovrano di alcune economie europee (Grecia, Irlanda, Italia, Portogallo e Spagna). In tale contesto il 2011 è stato inoltre caratterizzato da continui declassamenti dei rating governativi, seguiti da bruschi rialzi degli *spread* dei Paesi europei maggiormente in difficoltà rispetto al Bund tedesco. Sul finire dell'anno si raffreddano gli andamenti degli *spread* governativi sia per gli interventi adottati a livello sovranazionale (Grecia, Irlanda e Portogallo), sia per la successiva adozione di importanti (e attese) manovre strutturali orientate a una crescita di medio-lungo periodo (Italia e Spagna).

Il tasso di crescita del PIL mondiale ha registrato nel 2011 un netto decremento, passando dal 4,1% registrato nel 2010

a un 3,0% del 2011. A determinare l'abbassamento di tale indicatore è stata principalmente la crisi dei Paesi industrializzati. Rispetto alla buona crescita del periodo post-crisi del 2010 (+2,9%) vi è un netto rallentamento anche nell'economia americana che registra un +1,7% nel 2011.

Per quanto riguarda la crescita all'interno dell'area euro, l'economia tedesca ha ottenuto le migliori *performance* all'interno dei maggiori Paesi europei, soffrendo solamente in parte (+3,6% nel 2010 e +3,0% nel 2011) della congiuntura internazionale particolarmente negativa. Tra i Paesi maggiormente colpiti nel 2011 da tale congiuntura vi sono l'Italia, che ha registrato una crescita dello 0,5% (nel 2010 era stata dell'1,1%); la Grecia (-6,9%); la Spagna (0,7%); e il Portogallo (-1,5%).

La crescita delle economie emergenti si è caratterizzata per un rallentamento rispetto ai livelli attesi, sebbene sia stata comunque sostenuta da notevoli tassi di crescita (Cina: +9,2%; India: +8,0%; Taiwan: +4,5%; Indonesia: +6,4%). Buone le *performance* delle economie dei Paesi dell'America Latina, che hanno registrato una crescita nel 2011 pari al 4,4% (nel 2010 era stata del 5,8%).

I mercati dei cambi nel 2011 e nel 2010 hanno evidenziato andamenti da addebitare sostanzialmente alla crisi che ha colpito i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media dell'1,33 nel 2010 a una media dell'1,39 nel 2011, con un rialzo del 4,5%. Tale incremento è principalmente attribuibile all'incertezza sulle decisioni delle istituzioni finanziarie in tema di debito sovrano europeo e alle politiche di svalutazione della moneta americana per stimolare la crescita interna. Il tasso sulle operazioni di rifinanziamento principale della Banca Centrale Europea (*fixed rate*) si è attestato intorno a un valore medio dell'1,25%, dopo un *trend* decisamente al ribasso negli ultimi tre anni (nel 2008 il valore medio era stato del

3,15%, nel 2009 dell'1,5% e nel 2010 dell'1,25%). Il valore medio del tasso Euribor registrato nel 2011 è dell'1,39%.

L'incremento graduale dell'inflazione sperimentato nel 2011 riflette essenzialmente le quotazioni sostenute e l'incertezza che hanno caratterizzato i prezzi delle materie prime e dei beni agricoli.

Nella seguente tabella sono evidenziati i *trend* di crescita del PIL nei principali Paesi in cui opera Enel.

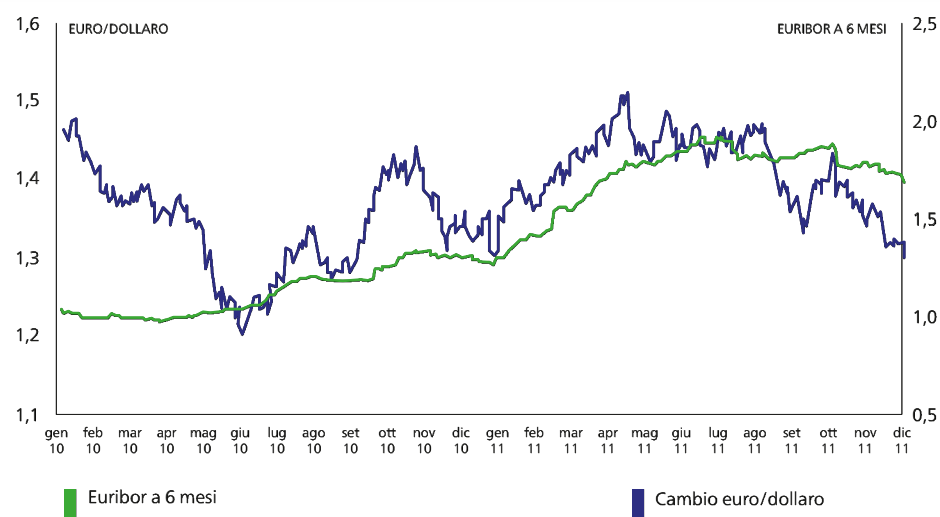
#### Incremento annuo del PIL in termini reali

%	2011	2010
<b>Italia</b>	<b>0,5</b>	<b>1,1</b>
Spagna	0,7	-0,1
Portogallo	-1,5	1,4
Belgio	1,9	2,1
Grecia	-6,9	-4,0
Francia	1,7	1,5
Bulgaria	2,2	0,4
Romania	2,5	-2,0
Slovacchia	3,3	4,2
Russia	4,3	4,1
Argentina	9,3	8,3
Brasile	2,7	7,7
Cile	6,3	5,3
Colombia	5,9	4,0
Messico	3,9	5,5
Perù	6,8	9,0
Canada	2,5	2,9
USA	1,7	2,9

Fonte: Istituti Nazionali di Statistica ed elaborazioni Enel su dati ISTAT, INE, EUROSTAT, IMF, OECD, Global Insight.

## Andamento dei principali indicatori di mercato

### Mercato monetario

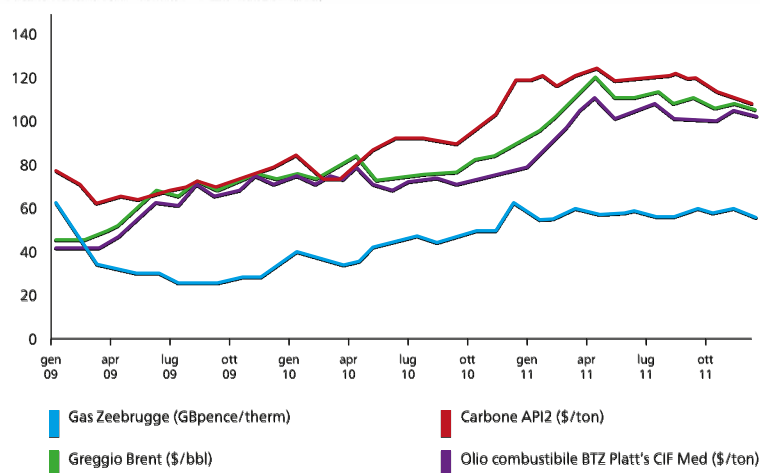


### Le quotazioni internazionali delle *commodity*

Nel 2011 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno subito un consistente incremento, sebbene verso fine anno si sia notata una certa diminuzione. Alla base del rialzo delle quotazioni del Brent vi sono moventi legati all'offerta e alla domanda. Tra quelli legati all'offerta troviamo gli squilibri geopolitici (disordini in Nord Africa), mentre per quelli legati alla domanda vi sono moventi di carattere reale (domanda sostenuta dai Paesi emergenti). Ri-

mangono notevoli incertezze legate al prezzo, incertezze derivanti da caratteri finanziari (speculazioni sul mercato delle *commodity*), politici, come la situazione in Iran (dove vengono prodotti circa quattro milioni di barili al giorno), e dai continui disinvestimenti in capacità produttive degli ultimi anni (in particolare in Venezuela e Iran), che contribuiscono ad aumentare l'incertezza della quotazione del petrolio sulle Borse internazionali.

### Quotazioni delle *commodity*



Il 2011 è stato caratterizzato da prezzi particolarmente sostenuti non soltanto per quanto riguarda le quotazioni del petrolio, ma per tutte le *commodity* industriali. In particolare, sulle quotazioni del carbone hanno pesato sia le inondazioni in Australia e Indonesia (che già dal dicembre del 2010 hanno creato notevoli pressioni sul prezzo stesso), sia la domanda asiatica elevata. In Europa, invece, la debolezza dei prezzi del gas, i vincoli dei contratti *take or pay* e la crescita delle energie rinnovabili hanno contribuito a una forte contrazione dell'*import* di carbone per uso termoelettrico. Questa minore domanda europea determina il riposizionamento delle forniture del carbone sudafricano e delle provenienze dal Pacifico verso l'Asia.

Il prezzo *spot* del gas naturale nel *hub* europeo di Zeebrugge è passato da 42,9 GBpence/therm del 2010 a 57,2 GBpence/therm, registrando una crescita del 33%. Il prez-

zo del carbone, attestatosi nell'arco del 2010 intorno ai 92 US\$/ton, è passato a 121,5 US\$/ton (crescita del 32%). Incrementi maggiori si sono registrati invece per il prezzo del Brent e dell'olio combustibile, avendo superato entrambi i 100 dollari di quotazione media (111 US\$/bbl per il Brent, con un incremento del 40% rispetto al prezzo medio del 2010, e 102 US\$/bbl per l'olio combustibile, con un incremento del 38% rispetto al prezzo medio del 2010).

Durante il 2011 si registra una significativa discesa (-50%) dei prezzi della CO<sub>2</sub> dai massimi raggiunti dopo il terremoto di Fukushima. Attualmente il sistema europeo di *Emission Trading Scheme* (ETS) riflette un certo grado di *oversupply* esasperato dalla crisi finanziaria, dall'anticipo di aste per emissioni di diritti relativi alla terza fase e dalle incertezze riguardanti l'evoluzione regolatoria (normativa su efficienza, revisione *target* e nuovi strumenti di controllo).

## I mercati dell'energia e del gas

### Il mercato dell'energia in Italia

#### Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010	
<b>Produzione netta:</b>				
- termoelettrica	217.369	220.984	(3.615)	-1,6%
- idroelettrica	47.672	53.795	(6.123)	-11,4%
- eolica	9.560	9.048	512	5,7%
- geotermoelettrica	5.307	5.047	260	5,2%
- fotovoltaica	9.258	1.874	7.384	-
<b>Totale produzione netta</b>	<b>289.166</b>	<b>290.748</b>	<b>(1.582)</b>	<b>-0,5%</b>
Importazioni nette	45.626	44.160	1.466	3,3%
<b>Energia immessa in rete</b>	<b>334.792</b>	<b>334.908</b>	<b>(116)</b>	<b>-</b>
Consumi per pompaggi	(2.518)	(4.453)	1.935	43,5%
<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>332.274</b>	<b>330.455</b>	<b>1.819</b>	<b>0,6%</b>

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile sul sistema elettrico - consuntivo dicembre 2011)

L'*energia richiesta* in Italia nel 2011 si attesta a 332,3 TWh, registrando un incremento dello 0,6% rispetto al valore del 2010. L'*energia richiesta* è stata soddisfatta per l'86,3% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,6% nel 2010) e per il restante 13,7% dalle importazioni nette (13,4% nel 2010).

Le *importazioni nette* del 2011 registrano un incremento

di 1,5 TWh, in virtù dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica negli altri mercati europei rispetto al mercato nazionale nei due esercizi.

La *produzione netta* nel 2011 registra un decremento dello 0,5% (-1,6 TWh), sostanzialmente da riferire alla minore produzione da fonte idroelettrica (-6,1 TWh), dovuta alle

migliori condizioni di idraulicità dell'esercizio precedente, nonché al decremento della produzione termoelettrica (-3,6 TWh). Tali effetti sono solo parzialmente compen-

sati dalla maggiore produzione fotovoltaica (+7,4 TWh) e dall'incremento della produzione eolica e geotermoelettrica (+0,8 TWh).

### Andamento dei prezzi di vendita di energia elettrica in Italia

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2011				2010			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh) <sup>(1)</sup>	72,2				64,1			
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): <sup>(2)</sup> prezzo al lordo delle imposte	15,6	16,2	16,5	16,5	16,3	15,8	15,7	15,6

(1) Fonte: Gestore dei Mercati Energetici; prezzo medio annuo.

(2) Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas e Acquirente Unico (consumo rappresentativo della famiglia media italiana con contratto 3 kW - residente).

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2011 un incremento del 12,6% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2010.

Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'uten-

za domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra nel 2011 un incremento del 2,2%, prevalentemente per effetto della componente A3, a copertura dei costi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, il cui valore medio annuo ha subito un incremento del 55%.

## Il mercato del gas in Italia

### Domanda di gas naturale in Italia

Miliardi di m <sup>3</sup>	2011	2010	2011-2010	
Residenziale e commerciale	31,4	33,8	(2,4)	-7,1%
Industria e servizi	16,1	16,5	(0,4)	-2,4%
Termoelettrico	28,0	30,3	(2,3)	-7,6%
Altro <sup>(1)</sup>	2,1	2,4	(0,3)	-12,5%
<b>Totale</b>	<b>77,6</b>	<b>83,0</b>	<b>(5,4)</b>	<b>-6,5%</b>

(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 si attesta a 77,6 miliardi di metri cubi, registrando un decremento del 6,5% rispetto all'esercizio 2010. La riduzione ha riguardato tutte le tipologie di consumi e in modo particolare i consumi

domestici e civili, a seguito essenzialmente di condizioni climatiche più rigide nell'esercizio 2010, e il comparto industria e servizi per effetto del rallentamento dell'economia nazionale.

## Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	<b>2011</b>				2010			
Utente medio nazionale con consumi inferiori a 200.000 m <sup>3</sup> annui (centesimi di euro/m <sup>3</sup> ): prezzo al lordo delle imposte	75,0	76,5	79,7	84,1	69,3	71,8	74,1	74,1

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nei due esercizi a confronto si è incrementato del 9%.

## I mercati dell'energia all'estero

## Andamento della domanda di energia elettrica

TWh	2011	2010	2011-2010
Spagna	255,3	260,6	-2,0%
Portogallo	50,5	52,2	-3,3%
Francia	478,2	513,3	-6,8%
Grecia	51,6	52,3	-1,3%
Bulgaria	33,2	31,5	5,4%
Romania	53,4	52,0	2,7%
Slovacchia	26,9	26,9	-
Russia <sup>(1)</sup>	758,9	742,3	2,2%
Argentina	121,0	114,8	5,4%
Brasile	528,0	510,6	3,4%
Cile <sup>(2)</sup>	45,0	42,3	6,4%
Colombia	57,0	56,1	1,6%
Perù	36,0	33,0	9,1%
USA <sup>(3)</sup>	3.726	3.750	-0,6%

(1) Europa/Urali.

(2) Dato riferito al SIC - Sistema Interconectado Central.

(3) Al netto perdite di rete.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

## Andamento dei prezzi nei principali mercati



Centesimi di euro/kWh

	2011	2010	2011-2010
<b>Mercato finale (residenziale) <sup>(1)</sup></b>			
Francia	13,8	12,8	7,8%
Portogallo	16,5	15,8	4,4%
Romania	10,8	10,3	4,9%
Spagna	19,5	17,3	12,7%
Slovacchia	16,8	15,2	10,5%
<b>Mercato finale (industriale) <sup>(2)</sup></b>			
Francia	8,5	8,5	-
Portogallo	9,9	9,4	5,3%
Romania	8,0	8,5	-5,9%
Spagna	11,4	11,7	-2,6%
Slovacchia	12,8	11,7	9,4%

(1) Prezzo semestrale al netto delle imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.

(2) Prezzo semestrale al netto delle imposte - consumo annuo compreso tra 500 MWh e 2.000 MWh.

Fonte: Eurostat.

## Spagna

### Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2011	2010	2011-2010	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	94.223	88.526	5.697	6,4%
- nucleare	57.731	61.990	(4.259)	-6,9%
- idroelettrica	27.571	38.653	(11.082)	-28,7%
Totale produzione lorda regime ordinario	179.525	189.169	(9.644)	-5,1%
Consumi servizi ausiliari	(7.247)	(6.673)	(574)	-8,6%
Produzione regime speciale	92.352	90.903	1.449	1,6%
Produzione netta	264.630	273.399	(8.769)	-3,2%
Esportazioni nette	(6.091)	(8.333)	2.242	26,9%
Consumi per pompaggi	(3.215)	(4.458)	1.243	27,9%
Energia richiesta sulla rete	255.324	260.608	(5.284)	-2,0%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (Balance eléctrico diario peninsular - consuntivo dicembre 2011).

I volumi al 31 dicembre 2011 si basano su dati stimati al 9 febbraio 2012. I volumi al 31 dicembre 2010 sono stati allineati ai dati definitivi pubblicati il 6 luglio 2011.

L'energia richiesta nel mercato peninsulare risulta in diminuzione nel 2011 del 2,0% rispetto ai valori registrati nel 2010, attestandosi a 255,3 TWh. La richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le esportazioni nette del 2011 risultano in diminuzione del

26,9% rispetto ai valori registrati nell'esercizio precedente.

La produzione netta nel 2011 è in diminuzione del 3,2% (-8,8 TWh). La minore produzione da fonte idroelettrica e da fonte nucleare è stata solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione termoelettrica (+5,7 TWh) e dalla maggiore produzione in regime speciale.

# Aspetti normativi e tariffari

## Il quadro regolamentare europeo

### Il “Terzo Pacchetto Energia”

Il “Terzo Pacchetto Energia” promuove la realizzazione di un mercato europeo dell’energia più concorrenziale e trasparente a vantaggio dei consumatori finali attraverso la progressiva integrazione dei mercati nazionali e l’aumento della sicurezza degli approvvigionamenti, della concorrenza e più in generale della competitività dell’Unione Europea.

Il 3 marzo 2011 è scaduto il termine di recepimento del “Terzo Pacchetto Energia” nella legislazione nazionale degli Stati Membri. In un contesto di generalizzato ritardo nella fase di recepimento, il 31 maggio 2011 il Governo italiano ha introdotto il “Terzo Pacchetto Energia” nella legislazione nazionale mediante il decreto legislativo n. 93/2011, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 28 giugno 2011.

Tra le disposizioni di maggior rilievo si segnalano quelle relative all'*unbundling* del gestore di rete o TSO (*Transmission System Operator*), che nel settore elettrico hanno confermato la scelta dell'*unbundling* proprietario – cui è stato espressamente vietato di esercitare impianti di produzione di energia elettrica –, mentre nel settore del gas hanno portato all’adozione del modello dell’ITO (*Independent Transmission Operator*), caratterizzato da una struttura proprietaria verticalmente integrata, da norme di separazione funzionale più cogenti rispetto al passato e dal controllo e approvazione degli atti da parte dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas. Inoltre, con riguardo all’integrazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER), il gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN) e le imprese distributrici possono installare sulle reti da essi gestite sistemi di accumulo per ottimizzare la produzione da fonti rinnovabili. In ultimo, con riferimento all’esenzione dall’obbligo di *Third Party Access* (TPA) nel settore elettrico, la durata dell’esenzione TPA è ora definita caso per caso ed è soggetta a decadenza nel caso di mancato avvio o mancato completamento dell’opera entro termini fissati dalla direttiva.

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

Come previsto dal “Terzo Pacchetto Energia”, a marzo 2011 è divenuta operativa l’Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell’Energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* - ACER), la cui missione consiste nel facilitare il processo di integrazione del mercato europeo e, ove necessario, coordinare le azioni delle Autorità nazionali su temi specifici. Inoltre, l’Agenzia fornisce opinioni e raccomandazioni alle istituzioni europee per le tematiche di sua competenza e monitora il processo di completamento del mercato interno dell’energia.

Nell’ambito del quadro normativo definito dal “Terzo Pacchetto Energia”, la Commissione Europea ha incaricato ACER di redigere apposite linee guida (FG - *Framework Guidelines*) che costituiscono la base per l’elaborazione dei codici di rete che – una volta approvati – saranno validi in tutti gli Stati Membri dell’Unione. Infine ACER collabora insieme agli operatori di rete alla definizione dei piani di sviluppo della rete di trasporto dell’energia.

### Procedure della Commissione Europea in materia di prezzi regolati

Il 6 aprile 2011 la Commissione Europea (CE) ha inviato parere motivato a Italia, Polonia e Romania, invitando i tre Paesi ad adattare le rispettive legislazioni nazionali in materia di prezzi regolati per i clienti finali alle norme europee. Oggetto di attenzione della DG Energia sono le tariffe di vendita del gas ai clienti finali in Polonia, dell’elettricità in Italia, di gas ed elettricità in Romania. A poche settimane di distanza, il 9 maggio 2011, la CE ha adottato un simile provvedimento nei confronti del Portogallo, con riferimento alle sue tariffe per la vendita del gas naturale ai clienti finali. Secondo la CE il permanere di prezzi finali regolati ostacola l’ingresso sul mercato di nuovi operatori e priva i consu-

matori e le imprese della possibilità di scegliere il miglior servizio disponibile sul mercato.

## Regolamento sulla trasparenza nei mercati energetici all'ingrosso (REMIT)

Il 28 dicembre 2011 è entrato in vigore il regolamento sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici all'ingrosso (REMIT), proposto dalla CE nel novembre 2010 e adottato formalmente nel corso del 2011. Il regolamento impedisce l'abuso di informazioni privilegiate (*insider trading*) e la manipolazione del mercato: di conseguenza, introduce l'obbligo, in capo agli operatori, di pubblicare le informazioni privilegiate (*inside information*) in loro possesso in maniera efficace e tempestiva. Il regolamento, inoltre, introduce l'obbligo di fornire dati sulle operazioni nei mercati dell'energia all'ingrosso all'ACER, la quale rivestirà un ruolo chiave nel monitoraggio dei mercati e nell'individuazione dei casi di abuso di mercato. L'obbligo di raccolta dati entrerà in vigore sei mesi dopo l'adozione dei corrispondenti atti di esecuzione da parte della CE, che definiranno tempi e modalità di tale comunicazione. I dati da comunicare includeranno tra le altre cose il prezzo, i volumi, la data e l'ora della transazione, il nome del venditore, dell'acquirente e del beneficiario.

## Energy Roadmap 2050

Il 15 dicembre 2011 la CE ha adottato la comunicazione *Energy Roadmap 2050*, che delinea lo scenario per la decarbonizzazione del sistema energetico dell'Unione Europea, preservandone gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti e di competitività. L'*Energy Roadmap 2050* rappresenta una base fondamentale su cui la Commissione produrrà le prossime iniziative legislative in materia energetica. Contrariamente alla consueta pratica comunitaria, la comunicazione non elenca misure definite per raggiungere un determinato obiettivo politico, ma esplora diverse opzioni (cinque scenari di de-carbonizzazione a fronte di due scenari *Business As Usual* - BAU) per raccogliere informazioni e approfondire le modalità di transizione verso la decarbonizzazione, individuando dieci cambiamenti strutturali e altrettante condizioni necessarie al raggiungimento dell'obiettivo (c.d. "*no regret options*").

## Proposta di direttiva sull'efficienza energetica

Il 22 giugno 2011 la CE ha inviato al Consiglio e al Parlamento Europeo la proposta per una nuova direttiva sull'efficienza energetica, con cui intende definire un quadro normativo europeo per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico e rendere vincolanti alcune misure proposte nell'*Energy Efficiency Plan* dell'8 marzo 2011. La nuova direttiva sull'efficienza energetica sostituirà le precedenti direttive sulla cogenerazione (2004/8/CE) e sui servizi energetici (2006/32/CE).

Tra le misure principali, la CE propone di introdurre un obbligo di risparmio energetico annuo dell'1,5% per ogni Stato Membro. Tale obiettivo può essere raggiunto introducendo un obbligo equivalente in capo a distributori o venditori, o attraverso misure alternative (per esempio, programmi di finanziamento o accordi volontari). Tramite le proprie politiche di *procurement* e iniziative di ristrutturazione edilizia, anche gli enti pubblici avranno un ruolo attivo nella diffusione di prodotti e servizi a basso consumo energetico.

Con riferimento alla generazione elettrica, la proposta della Commissione prevede che gli Stati Membri definiscano un piano nazionale per la promozione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e condizionamento. Inoltre, pur ammettendo alcune deroghe, la Commissione propone agli Stati Membri di prevedere l'obbligo di adottare tecnologie cogenerative per impianti di generazione elettrica eccedenti i 20 MW.

## Proposta di direttiva in materia di regolazione degli strumenti nei mercati finanziari (MiFID II)

La direttiva MiFID (*Markets in Financial Instruments Directive* - 2004/39/CE) definisce un quadro organico di regole finalizzate a disciplinare la prestazione dei servizi di investimento in relazione a strumenti finanziari da parte di banche e imprese di investimento, e l'esecuzione organizzata delle transazioni da parte delle Borse e degli altri sistemi di negoziazione e di investimento. La MiFID si applica pertanto alle imprese di investimento che svolgono servizi su base professionale e ai mercati regolamentati. A oggi i fornitori di energia risultano esclusi dall'ambito di applicazione della MiFID.

Il 20 ottobre 2011 la CE ha pubblicato una proposta di revisione di tale direttiva, che si compone di una direttiva

(MiFID) e di un regolamento (MiFIR). Le proposte della Commissione con maggiore rilevanza per i settori energetici sono la classificazione delle *European Union Allowances* (EUAs - diritti di emissione del sistema ETS) come strumenti finanziari e alcune importanti modifiche alle esenzioni sinora in vigore, tra cui l'eliminazione dell'esenzione per negoziazione in conto proprio su merci e derivati su merci.

## Proposta di regolamento sulle "Linee guida per un'infrastruttura energetica transeuropea"

Il 19 ottobre 2011 la CE ha presentato la proposta di regolamento sulle "Linee guida per un'infrastruttura energetica transeuropea". La proposta di regolamento, attualmente in discussione al Parlamento e al Consiglio, stabilisce le linee guida europee per lo sviluppo di alcuni corridoi prioritari di trasporto dell'energia e altre infrastrutture energetiche.

In particolare, la proposta di regolamento stabilisce le regole per identificare i progetti "di comune interesse" (PCI), necessari per la realizzazione delle infrastrutture di interconnessione e trasporto di elettricità, gas, petrolio e CO<sub>2</sub>.

Il regolamento si inserisce all'interno di un piano più ampio di investimenti annunciato contestualmente dalla stessa Commissione mediante la proposta di regolamento "Connecting Europe Facility", che finanzia investimenti per 50 miliardi di euro allo scopo di realizzare progetti per migliorare le reti europee di trasporto, di energia e digitali. Per quanto riguarda il settore dell'energia, il piano di investimenti proposto dalla Commissione è di 9,1 miliardi di euro per lo sviluppo e il potenziamento dell'infrastruttura energetica transeuropea.

## Emission Trading

Sin dal 2005 le installazioni del Gruppo Enel presenti in Europa sono soggette all'*Emission Trading Scheme* europeo (EU ETS), che consiste in un sistema di mercato volto a ridurre le emissioni dei gas a effetto serra. L'obiettivo di riduzione fissato al 2020 per gli operatori soggetti al sistema è pari al 21% (rispetto ai livelli del 2005). L'avvio della terza fase di attuazione (2013-2020) prevede una serie di importanti cambiamenti introdotti dalla direttiva 2009/29/CE e

da successivi regolamenti al fine di migliorare l'efficienza, la trasparenza e l'efficacia del sistema.

La principale innovazione è che l'allocatione gratuita delle quote di emissione, regola prevalente finora, verrà gradualmente sostituita da un meccanismo di aste per l'acquisto delle quote; in particolare, il settore elettrico dovrà acquistare all'asta il 100% delle quote necessarie. Le aste cominceranno già dalla seconda metà del 2012 (c.d. "aste anticipate"), con la vendita sul mercato di 120 milioni di quote della fase III. Le quote di pertinenza di Italia, Spagna e Slovacchia sono rispettivamente il 9,4%, l'8,4% e l'1,5% sul totale delle quote messe a disposizione a livello europeo per l'intera fase III. I proventi derivanti da tali aste saranno gestiti dagli Stati Membri, che dovranno però destinare almeno il 50% delle entrate al finanziamento di progetti nell'ambito delle tecnologie *low carbon* (CCS, fonti rinnovabili ecc.).

Un'altra importante novità riguarda l'avvio della monetizzazione delle quote della riserva NER 300 da parte della Banca Europea per gli Investimenti (BEI), i cui proventi serviranno a finanziare progetti pilota nel campo delle fonti rinnovabili innovative e della tecnologia CCS. Le quote (300 milioni di EUAs) saranno vendute sul mercato *over the counter* (OTC), Borse regolate e tramite aste. La vendita dei primi 200 milioni di permessi è stata avviata nel mese di novembre 2011, e se ne prevede il completamento entro ottobre 2012; successivamente la BEI monetizzerà i restanti 100 milioni di quote.

Dal 1° gennaio 2012 il settore aereo sarà incluso nell'ETS. Considerato il quantitativo di quote che gli operatori aerei dovranno acquistare mediante asta (15%), si prevede che il settore contribuirà a sostenere la domanda di permessi sul mercato per una percentuale seconda solo al settore elettrico. A seguito della causa legale intentata da alcune compagnie statunitensi, nel mese di dicembre 2011 la Corte di Giustizia Europea ha stabilito la legittimità dell'inclusione nell'ETS di operatori extraeuropei, in quanto coerente con il diritto internazionale e con il principio di sovranità degli Stati.

Nel corso del 2012 un Registro Unico Europeo sostituirà i registri nazionali per la contabilizzazione delle quote di emissione. Per gli operatori aerei il nuovo registro sarà operativo da gennaio 2012 (in concomitanza con l'inclusione del settore nell'ETS), mentre per gli altri settori ETS la transizione avverrà nel corso del 2012. Il passaggio al nuovo Registro Unico è accompagnata da una serie di misure volte a incrementare il grado di sicurezza e trasparenza del mercato europeo delle quote di emissione.

## Il mercato italiano e il quadro regolamentare europeo

L'attuale assetto del mercato elettrico italiano è il risultato del processo di liberalizzazione avviato nel 1992 con la direttiva comunitaria 1996/92/CE, recepita nell'ordinamento italiano dal decreto legislativo n. 79/1999. Con tale decreto sono state stabilite: la liberalizzazione delle attività di produzione e vendita dell'elettricità; la riserva nei confronti di un gestore di rete indipendente delle attività di trasmissione e dispacciamento; l'affidamento in concessione dell'attività di distribuzione a Enel e alle altre imprese municipalizzate; la separazione dei servizi di rete dalle altre attività della filiera (*unbundling*).

L'applicazione a livello nazionale delle successive direttive 2003/54/CE e 2009/72/CE, rispettivamente con la legge n. 125/2007 e il decreto legislativo n. 93/2011, ha contribuito a consolidare il percorso intrapreso, in particolare attraverso la totale apertura del mercato *retail* e la riconferma della completa indipendenza del gestore della rete di trasmissione nazionale (già disposta dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004) tramite la sua separazione proprietaria dagli altri operatori della filiera.

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale ha avuto invece inizio con la direttiva 1998/30/CE, recepita in Italia nel 2000 con il decreto legislativo n. 164, che ha previsto la liberalizzazione delle attività di importazione, produzione e vendita del gas e la separazione societaria delle attività di gestione delle infrastrutture di rete dalle altre attività del settore.

## Divisione Mercato

### Energia elettrica

#### Mercato *retail*

Come disposto dalla direttiva 2003/54/CE, a partire dal 1° luglio 2007 tutti i clienti finali possono liberamente scegliere il proprio fornitore di energia elettrica sul mercato libero o essere serviti in un regime regolato. Tali regimi sono stati definiti con la legge n. 125/2007 che ha istituito i servizi di "maggior tutela" (per i clienti domestici e le piccole imprese in bassa tensione) e di "salvaguardia" (per

i clienti di maggiori dimensioni non ammessi al servizio di maggior tutela).

L'esercizio dell'attività di salvaguardia è assegnato ai venditori del mercato libero su base territoriale tramite aste triennali. In esito alle aste per il periodo 2011-2013, Enel Energia è risultata essere il fornitore del servizio di salvaguardia in cinque delle dodici aree (Umbria e Marche, Sardegna, Campania, Basilicata e Calabria, Sicilia).

Il servizio di maggior tutela è invece garantito da società di vendita collegate ai distributori (Enel Servizio Elettrico per i clienti allacciati alle reti di Enel Distribuzione). Le condizioni economiche di fornitura del servizio sono definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) e aggiornate su base trimestrale, secondo criteri predefiniti tali da consentire la copertura dei costi degli esercenti.

Sul mercato libero i prezzi sono definiti dagli esercenti e l'intervento dell'AEEG è limitato alla definizione di regole a tutela sia dei clienti sia degli stessi esercenti.

Con riferimento a quest'ultimo aspetto, l'AEEG ha adottato diversi provvedimenti volti a contenere il rischio creditizio degli esercenti, aumentato notevolmente negli ultimi anni per effetto della congiuntura economica e della mancanza di regole tali da impedire ai clienti di cambiare il fornitore (*switching*) al solo scopo di evitare il pagamento delle fatture dovute.

## Gas

### Mercato *retail*

In ottemperanza al decreto legislativo n. 164/2000, a partire dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti sono liberi di scegliere il proprio fornitore di gas naturale sul mercato libero.

Parallelamente, tuttavia, è garantito un servizio di tutela (per i clienti domestici e non domestici con consumi fino a 50.000 metri cubi l'anno o che svolgono attività di servizio pubblico) per cui le società di vendita sono tenute a proporre alla clientela, unitamente alle proprie offerte commerciali, le condizioni economiche di riferimento definite dall'AEEG.

In assenza di un venditore, la continuità di fornitura dei clienti tutelati è garantita dal Fornitore di Ultima Istanza (FUI), individuato annualmente attraverso procedure concorsuali a partecipazione volontaria svolte su base territoriale.

Con riferimento alle condizioni economiche applicate ai clienti aventi diritto al servizio di tutela, nel corso del 2011 l'AEEG ha aggiornato le modalità di determinazione della componente materia prima (QE); tale revisione ha com-

portato un incremento del valore della componente di circa l'1% rispetto all'anno termico precedente. Contestualmente la stessa AEEG ha avviato un procedimento per una nuova revisione della QE a valere da ottobre 2012.

Per il biennio 2012-2013, l'AEEG ha incrementato la componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD) di circa il 10% per i clienti domestici.

## Divisione Generazione ed Energy Management

### Energia elettrica

#### Produzione e mercato all'ingrosso

L'attività di produzione di energia elettrica è stata completamente liberalizzata nel 1999 con il decreto legislativo n. 79/1999 ("Decreto Bersani") e può essere esercitata da qualunque soggetto sulla base di una specifica autorizzazione.

L'energia elettrica prodotta può essere venduta all'ingrosso in un mercato *spot* organizzato (IPEX), gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e attraverso piattaforme per la negoziazione di contratti a termine, organizzate e non organizzate (*over the counter*). Le piattaforme organizzate sono il Mercato Elettrico a Termine (MTE), gestito dal GME, in cui sono negoziati contratti di energia elettrica a termine con consegna fisica del bene, e il Mercato dei Derivati Elettrici (IDEX), gestito da Borsa Italiana, sul quale vengono trattati specifici strumenti derivati aventi come sottostante l'energia elettrica.

I produttori possono inoltre vendere l'energia elettrica a società operanti nel *trading* di energia, a grossisti che acquistano per la rivendita al dettaglio e all'Acquirente Unico, che ha il compito di assicurare la fornitura di energia ai clienti in regime di maggior tutela.

Inoltre, ai fini dello svolgimento dell'attività di dispacciamento, intesa come la gestione efficiente dei flussi di energia sulla rete per assicurare l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi, gli scambi di energia avvengono in un apposito mercato, il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), sul quale Terna si approvvigiona dai produttori delle risorse necessarie per tale attività.

La regolamentazione del mercato elettrico è affidata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) e al Ministero

dello Sviluppo Economico. In particolare, nell'ambito della disciplina del servizio di dispacciamento, l'AEEG ha adottato alcuni provvedimenti per la regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Tali impianti sono qualificati essenziali in ragione della loro ubicazione territoriale, delle caratteristiche tecniche, nonché della loro rilevanza per la soluzione da parte di Terna di specifiche criticità della rete. Per tali impianti, a fronte di obblighi di disponibilità e di vincoli di offerta sul mercato, viene riconosciuta una specifica remunerazione definita dall'AEEG.

La normativa ha poi previsto, fin dall'avvio del mercato nel 2004, una forma di remunerazione amministrata della capacità produttiva; viene riconosciuto, in particolare, uno specifico corrispettivo agli impianti che si rendono disponibili in determinati periodi dell'anno caratterizzati da elevata domanda.

Nel mese di agosto del 2011 l'AEEG ha pubblicato una delibera che fissa i criteri per l'attuazione di un meccanismo di mercato per la remunerazione della capacità produttiva in luogo dell'attuale remunerazione amministrata. Tale meccanismo prevede l'organizzazione di aste nelle quali Terna avrà il compito di acquistare dai produttori la capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei prossimi anni. Le prime aste si svolgeranno dal 2013, con impegno dei produttori a rendere disponibile la propria capacità dal 2017.

### Gas

#### Mercato all'ingrosso

Le attività di estrazione, importazione (da Paesi dell'Unione Europea) ed esportazione di gas naturale sono liberalizzate. I contratti di importazione di gas con durata superiore a un anno sono soggetti ad autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

Secondo le disposizioni previste dal decreto legislativo n. 130/2010, gli operatori non possono detenere quote di mercato superiori al 40% dei consumi nazionali; tale soglia può comunque essere elevata al 55% a fronte dell'assunzione di impegni di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi entro il 2015. In attuazione di tale disposizione, all'inizio del 2011 il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato il piano di investimenti in nuovi stoccaggi proposto da Eni.

Nel corso del 2010 è diventata operativa la piattaforma di negoziazione del mercato *spot* del gas ("Borsa gas"), in cui il ruolo di controparte centrale è ricoperto dal GME.

Da dicembre 2011 è stato infine avviato il mercato di bilanciamento, con Snam Rete Gas nel ruolo di controparte centrale, secondo le regole definite dall'AEEG.

### Trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Le attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione (GNL) sono soggette a regolazione da parte dell'AEEG che fissa le tariffe per l'esercizio di tali attività all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di 4 anni) e le aggiorna annualmente, attraverso l'applicazione di meccanismi predefiniti, nel corso dello stesso periodo.

L'attività di stoccaggio è svolta in regime di concessione (di durata massima ventennale) rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico ai richiedenti che abbiano i requisiti definiti dal decreto legislativo n. 164/2000. L'attività di GNL è svolta dietro rilascio di apposita autorizzazione ministeriale.

## Divisione Infrastrutture e Reti

### Energia elettrica

#### Distribuzione e misura

Nell'ambito della Divisione Infrastrutture e Reti le attività di distribuzione di energia elettrica e misura sono svolte da Enel Distribuzione sulla base di una concessione di durata trentennale con scadenza nel 2030.

Le tariffe di distribuzione sono correlate ai costi sostenuti per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura e sono fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) e sono aggiornate annualmente, nel corso dello stesso periodo, attraverso l'applicazione di meccanismi predefiniti dalla stessa AEEG.

Ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il primo anno di ciascun periodo di regolazione l'AEEG determina, sulla base di informazioni desumibili dai bilanci degli operatori appositamente predisposti (bilanci *unbundling*), un costo riconosciuto a livello di settore di attività che comprende i costi operativi, gli ammortamenti e una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.

La quota parte delle tariffe a copertura dei costi operativi è aggiornata annualmente mediante il meccanismo del *price cap*, ovvero sulla base del tasso di inflazione e di un tasso di riduzione annuale dei costi unitari ricono-

sciuti denominato *X factor*. La remunerazione del capitale investito riconosciuto e gli ammortamenti sono revisionati ogni anno per tener conto dei nuovi investimenti, degli ammortamenti riconosciuti in tariffa e della rivalutazione degli asset esistenti mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Il 1° gennaio 2012 è iniziato il quarto periodo di regolazione (2012-2015). Per tale periodo l'AEEG ha fissato per le attività di distribuzione e misura un tasso di remunerazione del capitale investito complessivamente pari al 7,6% per gli investimenti effettuati fino al 2011 (nel precedente periodo di regolazione 2008-2011 erano previsti invece due tassi separati, pari al 7,0% e al 7,2%, rispettivamente per l'attività di distribuzione e di misura) e pari all'8,6% per quelli realizzati a partire dall'esercizio 2012. Sono inoltre previste ulteriori maggiorazioni per determinate categorie di investimenti incentivati. L'*X factor* utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa è pari al 2,8% per l'attività di distribuzione e al 7,1% per le attività di misura (rispettivamente 1,9% e 5,0% nel precedente periodo di regolazione).

Contestualmente all'aggiornamento delle regole per il quarto periodo regolatorio, l'AEEG ha incrementato dello 0,7% il livello di perdita *standard* riconosciuto alle imprese di distribuzione sulle linee in media tensione.

L'attività di distribuzione di energia elettrica è inoltre soggetta a una regolazione della qualità del servizio che prevede la fissazione da parte dell'AEEG di livelli tendenziali annui relativamente ai seguenti indicatori di continuità del servizio per clienti allacciati in bassa tensione:

- > durata delle interruzioni lunghe;
- > numero delle interruzioni lunghe e brevi.

Per ciascun anno i distributori sono soggetti a premi o penali, a seconda che le effettive *performance* calcolate in base ai predetti indicatori di efficienza siano risultate migliori o peggiori rispetto ai valori tendenziali stabiliti.

## Divisione Iberia e America Latina

### Spagna

#### Aspetti generali

La regolamentazione del sistema elettrico spagnolo è contenuta principalmente nella legge n. 54/1997, che è stata



modificata, tra gli altri, dalla legge n. 17/2007. Le linee guida del *framework* regolamentare sono le seguenti:

- > la generazione di energia elettrica avviene in condizioni di libera concorrenza;
- > il trasporto, la distribuzione e la gestione economica e tecnica del sistema sono attività regolamentate;
- > i mercati finali sono completamente liberalizzati; a partire dal 1° luglio 2009, i consumatori che soddisfano determinate caratteristiche possono scegliere di essere serviti da una *Comercializadora de Ultimo Recurso* (CUR) la quale applicherà una *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), fissata dal Governo, tenendo conto del costo dei prezzi di energia elettrica sulla base di mercati a termine;
- > le tariffe di connessione sono uniche nel Paese e sono incassate dai distributori che effettuano tale attività per conto del sistema elettrico.

### Mercato all'ingrosso

Tutte le operazioni di compravendita di energia elettrica dei soggetti generatori di energia elettrica possono realizzarsi attraverso il sistema di offerta gestito dall'OMEL (*Operador del Mercado Eléctrico*), costituito nel dicembre 1997, in quanto operatore del mercato all'ingrosso MIBEL (*Mercado Ibérico de Electricidad*) che copre tutta la penisola iberica (Spagna e Portogallo). L'integrazione fra il mercato spagnolo e portoghese è stata completata a luglio 2007, con un meccanismo di "*market splitting*" nei casi di cogestione delle interconnessioni. Il prezzo orario applicato corrisponde al prezzo marginale che risulta dell'intersezione fra la curva di acquisto e di vendita. La quantità di energia venduta tramite contratti bilaterali non viene contabilizzata per calcolare il prezzo, ma deve essere comunque riportata all'operatore del mercato. Tutti gli impianti con potenza superiore a i 50 MW sono obbligati a vendere la propria energia sul mercato all'ingrosso. REE (*Red Eléctrica de España*) è l'operatore del sistema e ha in carico anche la gestione tecnica e del monitoraggio della rete di trasmissione.

### Sussidio al carbone nazionale (intervento nel funzionamento del mercato all'ingrosso)

Nel settembre 2010 la Commissione Europea ha accolto la richiesta del Governo spagnolo di sussidiare l'uso del carbone nazionale negli impianti di generazione. A febbraio 2011 è stata pubblicata la risoluzione del Ministero che stabilisce i principali parametri di questo meccanismo

che dovrebbe concludersi il 31 dicembre 2014. Dal 2011 al 2014, il volume totale di elettricità prodotto da tale fonte non deve superare i 23,4 TWh annui.

### Capacity payment

Il meccanismo di *capacity payment* è articolato in tre parti:

- > remunerazione per gli investimenti in impianti in servizio dal gennaio 1998;
- > remunerazione per gli investimenti ambientali (installazione di desolficatori e di altri accorgimenti finalizzati a ridurre l'impatto ambientale in impianti a carbone);
- > remunerazione per la disponibilità.

Per la prima categoria l'ammontare degli investimenti riconosciuti è pari a 26.000 euro/MW annui per 10 anni; per la seconda è pari a 8.750 euro/MW annui per 10 anni; per la terza e ultima categoria è pari a 5.150 euro/MW annui per impianti a ciclo combinato (CCGT), carbone, fuel-gas e idroelettrici a bacino e di pompaggio che rispettano determinati criteri di disponibilità. Quest'ultimo valore viene moltiplicato per coefficienti di disponibilità a seconda della tecnologia (misura transitoria approvata nel novembre 2011 in attesa di un provvedimento definitivo).

La copertura della remunerazione legata al *capacity payment* è assicurata da una componente tariffaria fissata periodicamente dal Governo a carico di tutti i clienti finali.

### Mercato al dettaglio.

#### Tariffa di ultima istanza e *bonus* sociale

Dal 1° luglio 2009 tutti i consumatori finali sono formalmente nel mercato libero. Tuttavia, per i consumatori con una capacità impegnata al di sotto o eguale a 10 kW, è disponibile una tariffa di ultima istanza (*Tarifa de Ultimo Recurso* o TUR), la quale rimane regolata e stabilita dal Governo.

In base a quanto prescritto dal Regio Decreto n. 485/2009, pubblicato ad aprile 2009, il Ministero fissa la tariffa di ultima istanza applicata dai fornitori di ultima istanza. Il Regio Decreto individua inoltre le cinque imprese, tra cui Endesa, con risorse e mezzi sufficienti per svolgere il ruolo di fornitori di ultima istanza (le rimanenti quattro sono Iberdrola, Unión Fenosa, Hidroeléctrica del Cantábrico ed E.ON).

Il Regio Decreto n. 6/2009 ha inoltre previsto una misura di carattere sociale, il *bonus social*, cui possono ricorrere, a partire dal 1° luglio 2009, tutti i clienti che presentano determinate condizioni economiche stabilite dal decreto stesso. Il *bonus social* corrisponde alla differenza tra la TUR e una tariffa di riferimento denominata *Tarifa Re-*