

**Spagna****Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare**

Milioni di kWh				
	2013	2012	2013-2012	
<b>Produzione lorda regime ordinario:</b>				
- termoelettrica	64.882	93.314	(28.432)	-30,5%
- nucleare	56.827	61.470	(4.643)	-7,6%
- idroelettrica	33.970	19.455	14.515	74,6%
<b>Totale produzione lorda regime ordinario</b>	<b>155.679</b>	<b>174.239</b>	<b>(18.560)</b>	<b>-10,7%</b>
Consumi servizi ausiliari	(6.337)	(7.889)	1.552	19,7%
Produzione regime speciale	110.823	102.293	8.530	8,3%
<b>Produzione netta</b>	<b>260.165</b>	<b>268.643</b>	<b>(8.478)</b>	<b>-3,2%</b>
Esportazioni nette <sup>(1)</sup>	(8.001)	(11.770)	3.769	32,0%
Consumi per pompaggi	(5.958)	(5.023)	(935)	-18,6%
<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>246.206</b>	<b>251.850</b>	<b>(5.644)</b>	<b>-2,2%</b>

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Balance electrico diario Peninsular - consuntivo dicembre 2013). I volumi del 2012 sono aggiornati al 2 ottobre 2013.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel 2013 risulta in decremento (-2,2%) rispetto al 2012, attestandosi a 246.206 milioni di kWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nel 2013 risultano in decremento (-32,0%) rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2012.

La *produzione netta* nel 2013 è in decremento del 3,2% (-8.478 milioni di kWh); in particolare l'andamento del mercato elettrico e conseguentemente della produzione è del tutto analogo a quanto rilevato in Italia, evidenziando un forte calo della produzione termoelettrica convenzionale (-30,5 %) e nucleare (-7,6%), sostanzialmente dovuto alla maggiore produzione da fonte idroelettrica (74,6%) che ha beneficiato di migliori condizioni di idraulicità del periodo, all'incremento della produzione in regime speciale (8,3%), nonché alla minore domanda di energia elettrica nel mercato.

---

 Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare
 

---

Milioni di kWh			
	2013	2012	2013-2012
<b>Produzione lorda regime ordinario:</b>			
- termoelettrica	13.175	14.399	(1.224) -8,5%
<b>Totale produzione lorda regime ordinario</b>	<b>13.175</b>	<b>14.399</b>	<b>(1.224) -8,5%</b>
Consumi servizi ausiliari	(784)	(850)	66 7,8%
Produzione regime speciale	1.050	1.021	29 2,8%
<b>Produzione netta</b>	<b>13.441</b>	<b>14.570</b>	<b>(1.129) -7,7%</b>
Importazioni nette	1.269	570	699 122,6%
<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>14.710</b>	<b>15.140</b>	<b>(430) -2,8%</b>

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Balance electrico diario Extrapeninsulares - consuntivo dicembre 2013).

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel 2013 risulta in decremento (-2,8%) rispetto al valore registrato nel 2012, attestandosi a 14.710 milioni di kWh. Tale richiesta è stata in gran parte soddisfatta dalla produzione netta destinata al consumo.

Le *importazioni nette* nel 2013 si attestano a 1.269 milioni di kWh e sono relative all'interscambio con la Penisola Iberica.

La *produzione netta* nel 2013 è in decremento del 7,7% di 1.129 milioni di kWh a seguito della minore produzione termoelettrica (-8,5%), solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione in regime speciale.

**I prezzi dell'energia elettrica**

## Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2013 (euro/MWh)	Variazione prezzo baseload 2013-2012	Prezzo medio peakload 2013 (euro€/MWh)	Variazione prezzo peakload 2013-2012
Italia	63,0	-16,6%	70,3	-17,6%
Spagna	44,3	-6,3%	50,7	-3,7%
Russia	24,8	4,3%	28,6	4,0%
Slovacchia	37,2	-13,2%	48,9	-10,6%
Brasile	91,5	38,5%	207,0	20,2%
Cile	116,0	-23,4%	221,6	-16,3%
Colombia	71,5	43,0%	165,4	45,9%

## Andamento prezzi nei principali mercati

	2013	2012	2013-2012
<b>Centesimi di euro/kWh</b>			
<b>Mercato finale (residenziale): <sup>(1)</sup></b>			
Italia	15,0	14,5	3,4%
Francia	10,1	9,9	2,0%
Portogallo	12,1	11,1	9,0%
Romania	8,9	8,0	11,3%
Spagna	17,5	17,7	-1,1%
Slovacchia	13,8	14,0	-1,4%
<b>Mercato finale (industriale): <sup>(2)</sup></b>			
Italia	11,2	11,9	-5,9%
Francia	7,7	8,1	-4,9%
Portogallo	10,2	10,5	-2,9%
Romania	9,0	8,3	8,4%
Spagna	11,7	11,6	0,9%
Slovacchia	12,4	12,7	-2,4%

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

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

Fonte: Eurostat.

## 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.
	<b>2013</b>				<b>2012</b>			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh)	63,8	57,4	65,5	65,2	81,2	73,5	81,5	65,7
Utente domestico tipo con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh):								
Prezzo al lordo di imposte	19,1	18,9	19,2	19,0	17,3	19,1	19,1	19,4

Fonte: GME (Gestore dei Mercati Energetici); Autorità per l'energia elettrica e il gas.

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2013 un decremento del 16,6% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2012. Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas registra un incremento del 1,7%, prevalentemente per effetto della componente A3, a copertura dei costi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili.

## I mercati del gas naturale

### Domanda di gas naturale

	<b>2013</b>		2012	2013-2012	
Italia	70.087		74.929	(4.842)	-6,5%
Spagna	28.662		31.183	(2.521)	-8,1%

Il 2013 è stato caratterizzato da una riduzione della domanda di gas naturale sia in Italia che in Spagna. Tale decremento è attribuibile principalmente al ciclo economico negativo ed al mix delle fonti di generazione caratterizzato da un uso crescente delle energie rinnovabili.

### Italia

#### Domanda di gas naturale in Italia

	<b>2013</b>		2012	2013-2012	
Usi domestici e civili	30.061		30.832	(771)	-2,5%
Industria e Servizi	16.651		16.872	(221)	-1,3%
Termoelettrico	21.224		24.952	(3.728)	-14,9%
Altro <sup>(1)</sup>	2.151		2.273	(122)	-5,4%
<b>Totale</b>	<b>70.087</b>		<b>74.929</b>	<b>(4.842)</b>	<b>-6,5%</b>

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nel 2013 si attesta a 70.087 milioni di m<sup>3</sup>, registrando un decremento del 6,5% rispetto all'esercizio precedente.

Alla contrazione dei consumi per la generazione termoelettrica, da riferire sostanzialmente alle minori quantità generate, si aggiunge un decremento dei consumi per usi domestici e civili da collegare ad una più rigida curva termica registrata nel periodo precedente.

#### Andamento prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	<b>2013</b>				<b>2012</b>			
Utente domestico tipo con consumo annuo di 1.400 m <sup>3</sup> (centesimi di euro/m <sup>3</sup> ): prezzo al lordo di imposte	92,8	88,9	88,4	85,8	86,4	87,9	90,2	91,2

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 è incrementato dello 0,1%.

## Aspetti normativi e tariffari

### Il quadro regolamentare europeo

#### **Internal Energy Market**

Nel febbraio 2011 il Consiglio dell'Unione europea ha stabilito l'obiettivo di integrare i mercati energetici europei entro il 2014, con l'intento di creare un mercato unico dell'elettricità e del gas, di offrire ai consumatori piena libertà di scelta in un contesto di prezzi equi e concorrenziali, di promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili e di garantire e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti. A tal fine, il Consiglio ha dato mandato alla Commissione, all'Agenzia Europea per la Cooperazione dei Regolatori Energetici (ACER) e alle associazioni europee dei gestori delle reti elettriche e del gas (ENTSO-E & ENTSO-G) di sviluppare i Codici di Rete Europei. Tali Codici hanno lo scopo di definire un insieme di regole comuni e armonizzate per facilitare la gestione delle questioni transfrontaliere con un approccio sistematico e coordinato. Il 2013 ha visto in particolare il pieno avanzamento nel processo di sviluppo ed approvazione di numerosi Codici di Rete elettrici nei tre ambiti di *Market*, *System Operation* e *Grid Connection*.

Parallelamente, per conseguire gli obiettivi di interesse pubblico sopra menzionati, gli Stati Membri possono intraprendere autonomamente diverse iniziative che, se non adeguatamente disegnati e coordinati a livello europeo, possono avere effetti distorsivi sul funzionamento del mercato interno dell'energia. In quest'ottica, con particolare riferimento ai mercati elettrici, nel novembre 2013 la Commissione ha pubblicato un pacchetto di linee guida per fornire agli Stati Membri indicazioni non vincolanti in merito agli interventi pubblici relativi: i) all'adeguatezza della generazione; ii) agli strumenti di supporto alle rinnovabili e relativi meccanismi di cooperazione tra Stati; iii) allo sviluppo della *demand response*.

#### **Regolamento sugli strumenti derivati *over-the-counter* (OTC), le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni (EMIR)**

Il 23 febbraio 2013 sono stati pubblicati come Regolamenti Delegati della Commissione Europea i principali atti di implementazione del Regolamento n. 648/2012 del Parlamento e del Consiglio Europeo sugli strumenti derivati OTC, le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni, che era entrato in vigore il 16 agosto dell'anno precedente.

Tale regolamento, comunemente noto come EMIR (*European Market Infrastructure Regulation*), introduce nuove regole di compensazione centralizzata e mitigazione del rischio per i contratti derivati eseguiti *over the counter* (OTC). Le istituzioni non finanziarie sono sottoposte all'obbligo di compensazione centralizzata e all'adozione di alcune tecniche di mitigazione del rischio solo nel caso in cui le posizioni, che esse e le altre società non finanziarie dello stesso gruppo assumono in derivati OTC (limitatamente a quelle non finalizzate alla copertura del rischio commerciale), superino soglie prefissate (le cosiddette soglie di compensazione).

A partire dal 15 marzo 2013 sono vigenti alcuni degli obblighi introdotti dal regolamento EMIR, tra cui alcune tecniche di mitigazione del rischio per le transazioni in derivati *over the counter* (OTC) non sottoposte a compensazione centralizzata e l'obbligo per le società non finanziarie di monitorare le proprie posizioni in derivati OTC rispetto alle soglie di *clearing*. Ulteriori obblighi di mitigazione del rischio sono entrati in vigore il 15 settembre 2013.

A partire dal 12 febbraio 2014 è entrato in vigore l'obbligo di *reporting* giornaliero di tutte le transazioni in derivati effettuate dalle società europee.

### **Emission Trading System**

Sin dal 2005 le installazioni del Gruppo Enel presenti in Europa sono soggette all'*Emission Trading System* 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). Il 1° gennaio 2013 è iniziata la terza fase di implementazione (2013-2020) che 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 riguarda il metodo di allocazione delle quote di emissione, ove l'assegnazione gratuita delle quote verrà gradualmente sostituita da un'allocazione tramite asta. Il settore elettrico dovrà acquistare all'asta il 100% delle quote necessarie già a partire da gennaio 2013. I proventi derivanti da tali aste sono gestiti dagli Stati Membri che dovranno però destinare almeno il 50% delle entrate al finanziamento di progetti nell'ambito delle tecnologie *low carbon* (*Carbon Capture and Storage*, fonti rinnovabili, ecc.).

Nel corso del 2013 è stata finalizzata l'istituzione del Registro Unico Europeo che ha sostituito i registri nazionali per la contabilizzazione delle quote di emissione ed incrementato il grado di sicurezza e di trasparenza del mercato.

Inoltre, nel mese di novembre 2013, è stato approvato un nuovo regolamento registri che definisce le regole di calcolo della flessibilità (uso di crediti internazionali per il rispetto della *compliance*) per la terza fase. Fatta eccezione per la categoria "nuovi entranti", non è prevista flessibilità aggiuntiva per il periodo 2013-2020; tuttavia sarà possibile utilizzare il diritto di flessibilità residuo di fase 2 fino al 2020.

Sempre a novembre del 2013 è stata avviata la monetizzazione dell'ultima *tranche* di 100 milioni di EUAs della riserva Nuovi Entranti (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 *Carbon Capture and Storage* (CCS).

Per quanto riguarda invece, l'inclusione del settore aereo nell'EU ETS avvenuta nel 2012, a seguito dei numerosi ricorsi legali intentati da alcune compagnie aeree extra-europee, l'obbligo di *compliance* sotto l'EU ETS è stato limitato allo spazio aereo europeo fino al raggiungimento di un accordo globale per un meccanismo di mercato che regoli le emissioni del settore a livello mondiale.

In ultimo, nel mese di dicembre 2013, è stata approvata la Decisione di modifica della Direttiva ETS che autorizza formalmente la Commissione Europea a modificare il calendario d'aste della terza fase, posticipando la vendita di 900 milioni di quote al fine di ridurre l'eccesso di offerta sul mercato del carbonio nel breve periodo (c.d. opzione *back-loading*).

### **Direttiva Emissioni Industriali**

Nell'ambito della fase d'implementazione della Direttiva Emissioni Industriali (IED, 2010/75/UE) la Commissione Europea sta lavorando all'aggiornamento del documento di riferimento delle migliori tecniche disponibili per i grandi impianti di combustione (BREF LCP), che include i livelli di emissione associati alle migliori tecnologie disponibili che dovranno essere considerati nelle autorizzazioni. Nella seconda metà del 2013 è stata condotta una consultazione sulla prima bozza presentata dalla Commissione. La conclusione

del processo di revisione prevista per la fine del 2014 potrebbe essere rinviata ai primi mesi del 2015.

### **Regolamento sulla Presentazione e Pubblicazione dei Dati sui Mercati dell'Energia Elettrica**

A valle del processo di comitologia, il 15 giugno 2013 è stato pubblicato il Regolamento sulla Presentazione e Pubblicazione dei Dati sui Mercati dell'Energia Elettrica (Regolamento della Commissione Europea n. 543/2013). Tale regolamento determina il set di dati minimo su generazione, trasporto, consumo e bilanciamento che deve essere reso disponibile dai partecipanti al mercato elettrico, per successiva raccolta e pubblicazione centralizzata. ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) avrà il compito di istituire una piattaforma centrale per la trasparenza delle informazioni, dove saranno aggregati e pubblicati i dati ricevuti dai TSO o da altri "data provider".

### **Pacchetto "Clima Energia al 2030"**

Il 22 gennaio 2014 è stato pubblicato dalla Commissione Europea il "Pacchetto Clima Energia 2030", composto dai seguenti documenti:

- > una comunicazione sulla strategia europea in campo energetico-climatico che propone per il 2030:
  - un obiettivo vincolante a livello comunitario di riduzione delle emissioni di gas serra del 40% rispetto al 1990, con uno sforzo di riduzione maggiore previsto per i settori ETS (-43% rispetto al 2005);
  - un obiettivo vincolante a livello comunitario di produzione da fonti rinnovabili del 27% sul consumo finale di energia (non traducibile in obiettivi nazionali);
  - nessun obiettivo di efficienza energetica;
  - un nuovo quadro di *governance* da implementare mediante "Piani nazionali per lo sviluppo competitivo, sicuro e sostenibile dell'energia" per assicurare l'omogeneità delle politiche degli Stati Membri;
- > una proposta legislativa volta ad introdurre nello schema di *Emission Trading* Europeo (EU ETS) un meccanismo di aggiustamento automatico dell'offerta di quote;
- > una comunicazione sui prezzi dell'energia finalizzata a comparare le componenti dei prezzi finali tra Stati Membri e tipologie di clienti;
- > una comunicazione sull'esplorazione e produzione degli idrocarburi non convenzionali (in particolare lo *shale gas*).

### **Il quadro regolamentare italiano**

L'attuale assetto del mercato elettrico italiano è il risultato del processo di liberalizzazione avviato nel 1992 con la direttiva comunitaria 1992/96/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 all'Enel e alle altre imprese municipalizzate; la separazione dei servizi di rete dalle altre attività della filiera (*unbundling*).

L'implementazione a livello nazionale delle successive direttive 2003/54/CE e 2009/72/CE, rispettivamente con la legge n. 125/2007 e con il decreto legislativo n. 93/2011, ha contribuito a consolidare il percorso intrapreso, in particolare attraverso la completa 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. In merito al modello di *unbundling* delle attività di trasporto dalle altre attività diverse da quelle di rete, con delibera n. 515/2013/R/gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha certificato il passaggio ad un modello di separazione proprietaria ai sensi della direttiva 2009/73/CE.

## **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. Tale regime è stato definito 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. Nel periodo 2011-2013, Enel Energia ha svolto il servizio di salvaguardia in cinque delle dodici aree assegnate (Umbria e Marche, Sardegna, Campania, Basilicata e Calabria, Sicilia).

Ad ottobre 2013 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha rivisto la disciplina di assegnazione ed erogazione del servizio a partire dal 2014 prevedendo una diversa allocazione delle aree territoriali con una riduzione del loro numero (da dodici a dieci). Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 novembre 2013 ha altresì confermato la durata triennale del servizio. In esito alla nuova asta per il periodo 2014-2016, Enel Energia è risultata assegnataria di cinque delle dieci nuove aree (Veneto, Emilia Romagna e Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania e Abruzzo, 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'AEEG ed 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 alcuni provvedimenti volti a contenere il rischio creditizio degli esercenti, aumentato 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**

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

Parallelamente è garantito un servizio di tutela (limitatamente ai soli clienti domestici, come disposto dal decreto legge del 21 giugno 2013, n. 69) 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 piccoli clienti non morosi (domestici e altri usi con consumi annui < 50.000 Smc) e dei clienti che svolgono attività di servizio pubblico è garantita dal Fornitore di Ultima Istanza (FUI); nel caso di morosità o di impossibilità di attivare il FUI la continuità della fornitura è garantita dal Fornitore di Default Distribuzione (FD<sub>D</sub>) individuato annualmente – al pari del FUI - attraverso procedure concorsuali a partecipazione volontaria svolte su base territoriale. Per il periodo 1° ottobre 2013 – 30 settembre 2014 Enel Energia è risultata assegnataria del servizio di *default* su tutte le aree territoriali oggetto di gara.

A partire dal 1° ottobre 2013 è entrata in vigore la riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti aventi diritto al servizio di tutela. In particolare, l'AEEG ha modificato le modalità di determinazione della componente materia prima (QE), storicamente legata ai prezzi dei prodotti petroliferi, indicizzandola totalmente ai prezzi *spot* e ha introdotto componenti di gradualità per favorire la transizione verso modalità di approvvigionamento di breve termine. In un'ottica di maggiore aderenza ai costi, l'AEEG ha anche stabilito un incremento di circa il 50% della componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD).

## **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 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*). La piattaforma organizzata è il Mercato Elettrico a Termine (MTE), gestito dal GME, in cui sono negoziati contratti di energia elettrica a termine con consegna fisica del bene. Possono essere anche negoziati contratti finanziari derivati aventi come sottostante l'energia elettrica. La sede di negoziazione organizzata per tali transazioni è il mercato a termine (IDEX), gestito da Borsa Italiana. Anche i contratti finanziari possono essere negoziati su piattaforme *over the counter*.

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, l'energia è oggetto di transazioni 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 (MSE). 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 individuati ex ante dal Gestore di rete come critici per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Nel mese di agosto del 2011, l'AEEG ha pubblicato la delibera n. 98/11 che fissa i criteri per l'implementazione 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 a valle dell'approvazione da parte del MSE del nuovo meccanismo predisposto dall'AEEG.

Per far fronte a situazioni di criticità del sistema gas, quale quella occorsa nel periodo compreso tra il 6 ed il 16 febbraio 2012, il decreto legge n. 83 del 2012 - convertito con legge n. 134 del 7 agosto 2012 - ha disposto, dall'anno termico 2012-2013, l'individuazione su base annuale degli impianti termoelettrici che possono contribuire alla sicurezza del sistema grazie all'impiego di combustibili diversi dal gas naturale. Tali impianti - diversi rispetto a quelli essenziali per il sistema elettrico - hanno diritto al reintegro dei costi sostenuti secondo modalità definite dall'AEEG a fronte della disponibilità ad entrare in esercizio, in caso di crisi del sistema gas, nel periodo 1° gennaio - 31 marzo di ciascun anno termico.

## **Gas**

### **Mercato all'ingrosso**

Le attività di estrazione, importazione (da Paesi dell'Unione Europea) ed esportazione di gas naturale sono liberalizzate.

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 MSE ha approvato il piano di investimenti in nuovi stoccaggi proposto da Eni. Dopo il via libera delle commissioni parlamentari e il parere positivo dell'AEEG, il 6 marzo 2013 è stato firmato il decreto ministeriale di approvazione della disciplina del Mercato a Termine del gas (MT gas) che è ufficialmente partito il 2

settembre 2013. Il MT ha completato l'assetto del mercato all'ingrosso italiano, aggiungendosi alla piattaforma di negoziazione *spot* ("Borsa gas") operativa dal 2010, e al mercato del bilanciamento avviato a dicembre 2011 secondo le regole definite dall'AEEG. Per favorire l'integrazione del mercato italiano con quello europeo in ottemperanza con le regole comunitarie, l'AEEG, facendo seguito all'avvio di aste giornaliere per il rilascio della capacità di trasporto contrattualizzata ma non utilizzata su TAG (gasdotto di interconnessione tra l'Austria e l'Italia), ha introdotto nel 2012 meccanismi volti a favorire l'eventuale ingresso di gas *spot* attraverso il punto di entrata di Tarvisio. Nel 2013 tali previsioni sono state estese al punto di entrata di Passo Gries.

#### **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 quattro 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 MSE 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.

L'accesso alla capacità di trasporto, stoccaggio e rigassificazione avviene attraverso meccanismi non discriminatori definiti dall'AEEG, in modo da garantire il *Third Party Access* (TPA). Il MSE con proprio decreto può concedere l'esenzione dal TPA alle imprese titolari di impianti di stoccaggio, di rigassificazione o di gasdotti di interconnessione con l'estero; l'esenzione viene concessa a valle di esplicita richiesta delle imprese interessate e sulla base di valutazioni sui benefici dell'infrastruttura per il sistema.

#### **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 fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) secondo il principio della copertura del costo totale del servizio, considerando i costi operativi, gli ammortamenti e una congrua remunerazione del capitale investito.

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 riconosciuti 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* mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Per il primo biennio (2012-2013) del quarto periodo di regolazione tariffaria l'AEEG ha fissato per le attività di distribuzione e misura un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6%. Per il biennio 2014-2015 l'AEEG ha aggiornato tale tasso al 6,4% sulla base dei valori dei rendimenti del BTP decennale.

Sono inoltre previste maggiorazioni del WACC dell'1% per gli investimenti realizzati dal 2012 e ulteriori maggiorazioni (comprese tra l'1,5% e il 2%) per determinate categorie di investimenti (ad esempio linee MT in centri storici, connessioni in aree ad alta densità di fonti rinnovabili). 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. Con la delibera n. 607 del 2013, l'AEEG ha modificato il trattamento regolatorio dei contributi di allacciamento cosiddetti "a *forfait*" prevedendo che, ai fini della determinazione delle tariffe, siano considerati come partita rettificativa del capitale investito riconosciuto invece che dei costi operativi riconosciuti come avvenuto fino ad oggi.

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.

## **Efficienza energetica**

### **Certificati bianchi**

L'obiettivo di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è stato perseguito in Italia attraverso il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), avviato dal 1° gennaio 2005 secondo le disposizioni contenute nei decreti del 20 luglio 2004.

Tali decreti, successivamente integrati e aggiornati nel 2007, hanno fissato per gli anni 2005-2012 gli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione.

Per dimostrare di aver raggiunto i *target* assegnati e non incorrere in sanzioni, i distributori devono consegnare all'AEEG, entro il 31 maggio di ogni anno, un numero di TEE almeno pari ad una percentuale predefinita del loro obbligo.

A parziale copertura dei costi sostenuti per il conseguimento dell'obiettivo, l'AEEG riconosce ai distributori un contributo tariffario che per l'anno 2012 è stato fissato in 86,98 euro/tep per ogni TEE consegnato. Con il decreto del 28 dicembre 2012, il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ha fissato nuovi e crescenti obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2013-2016.

È stata inoltre ridotta - limitatamente al periodo 2013-2014 - la quota minima di conseguimento dell'obbligo dal 60% al 50%. Il MSE ha previsto la possibilità di compensare la quota residua dell'obbligo nel biennio successivo (anziché nell'anno successivo come previsto dai precedenti decreti).

Con la delibera n. 13 del 2014 l'AEEG, sulla base dei criteri generali indicati nello stesso DM 28 dicembre 2012, ha rivisto le modalità di determinazione del contributo tariffario a partire dall'anno d'obbligo 2013. Nello specifico, l'AEEG ha previsto la definizione di un contributo preventivo all'inizio di ciascun anno d'obbligo e di un contributo definitivo riconosciuto alle imprese distributrici e calcolato al termine dello stesso anno tenendo conto dei prezzi degli scambi avvenuti presso il mercato organizzato. Il contributo preventivo per l'anno d'obbligo 2013 è pari a 96,43 euro/tep.

## **Energie Rinnovabili**

In Italia, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è incentivata tramite meccanismi differenziati per fonte e taglia di impianto. Gli obiettivi e gli strumenti di sostegno sono definiti dal legislatore in coerenza con le direttive comunitarie di settore, mentre l'attuazione spetta al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), soggetto istituzionale responsabile dell'incentivazione alle fonti rinnovabili.

### **Incentivazione fonte solare - Conto energia**

Gli impianti fotovoltaici sono incentivati tramite il Conto Energia, che consiste nell'assegnazione di tariffe *feed-in premium*, aggiuntive rispetto al valore dell'energia, in relazione all'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.

Con il decreto ministeriale del 5 luglio 2012, l'incentivazione al fotovoltaico è stata profondamente rivista con l'obiettivo di garantire una crescita più equilibrata del settore e riallineare le tariffe ai valori medi riconosciuti in ambito europeo. Il Quinto Conto Energia è basato su un sistema di tariffe onnicomprensive (*feed-in tariff*) di ammontare ridotto mediamente del 40% rispetto alle precedenti. Nel decreto è stata fissata una soglia alla spesa massima annua di incentivazione cumulata (comprensiva degli incentivi già erogati attraverso i precedenti Conti Energia) pari a 6,7 miliardi di euro che è stata raggiunta il 6 giugno 2013; pertanto gli incentivi del Quinto Conto Energia sono cessati a partire dal 6 luglio 2013.

### **Fonti rinnovabili diverse dal solare: certificati verdi (CV) e tariffe onnicomprensive**

Il principale meccanismo di incentivazione è il sistema dei certificati verdi (introdotto con decreto legislativo n. 79/1999) che obbliga produttori ed importatori di energia ad immettere una quota di produzione rinnovabile, anche tramite l'acquisto da produttori rinnovabili di certificati verdi.

L'entità dell'incentivo dipende dal valore di mercato al quale i soggetti obbligati possono acquistare i certificati per l'assolvimento dell'obbligo. Tale valore di mercato è delimitato da un massimo ed un minimo. Il *cap* corrisponde al prezzo a cui il GSE colloca sul mercato i certificati verdi in suo possesso (determinato in base a quanto stabilito al comma 148 dell'art.2 della legge n. 244/2007) pari, per le produzioni rinnovabili 2013, a 114,46 euro/MWh. Il valore minimo è definito dal prezzo a cui il GSE ritira i certificati verdi eccedenti la quota d'obbligo; per il periodo 2011-2015, tale valore è definito, per le produzioni rinnovabili di ciascun anno, in misura pari al 78% della differenza tra 180 euro/MWh e il prezzo medio di cessione dell'energia dell'anno precedente ed è pari, per la produzione rinnovabile 2013, a 89,28 euro/MWh.

Il decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE ed il relativo decreto ministeriale attuativo (datato 6 luglio 2012) hanno introdotto una sostanziale revisione dell'incentivazione per gli impianti in esercizio dal 1° gennaio 2013.

In particolare, per gli impianti di piccole dimensioni (con potenza fino a 5 MW, nonché impianti idroelettrici fino a 10 MW e geotermici fino a 20 MW) il decreto ministeriale, di cui sopra, ha previsto un'incentivazione tramite tariffe onnicomprensive differenziate per tipologia e taglia dell'impianto. Gli impianti di dimensioni maggiori, invece, ottengono incentivi onnicomprensivi definiti sulla base di meccanismi d'asta al ribasso gestiti dal GSE. In particolare, è previsto che il titolare dell'impianto di produzione formuli un'offerta di riduzione percentuale rispetto al valore posto a base d'asta, corrispondente alla tariffa

onnicomprensiva vigente per l'ultimo scaglione di potenza degli impianti di piccole dimensioni.

Il meccanismo dei certificati verdi sarà progressivamente superato attraverso:

- > progressiva riduzione della quota d'obbligo fino al completo azzeramento nel 2015;
- > incentivazione degli impianti già ammessi al sistema dei certificati verdi - a partire dal 2015 - attraverso tariffe a premio equivalenti, determinate in analogia al prezzo attuale di ritiro degli stessi.

Per assicurare il controllo dei costi sostenuti per l'incentivazione, il decreto del 6 luglio 2012 fissa in 5,8 miliardi di euro l'importo massimo degli oneri aggregati annui - inclusi gli impianti già incentivati tramite certificati verdi - destinabili all'incentivazione delle fonti diverse da quella solare.

### **Sbilanciamento impianti non programmabili**

Oltre agli incentivi diretti (tariffe e certificati verdi), le fonti rinnovabili non programmabili beneficiavano dell'esenzione dagli oneri di sbilanciamento (differenza tra effettiva produzione immessa in rete e programma definito in esito ai mercati dell'energia). A fronte dell'incremento delle fonti rinnovabili non programmabili - essenzialmente fotovoltaico ed eolico - l'AEEG, con delibera n. 281/12, ha deciso di rimuovere dal 1° gennaio 2013 tale esenzione, per favorire una migliore programmazione ed integrazione di queste fonti nel sistema elettrico nazionale. Per il 2013 sono previste delle franchigie di esenzione per consentire una transizione graduale alle nuove regole.

A seguito di impugnazione da parte di alcune associazioni di produttori di energia rinnovabile, il TAR Lombardia ha annullato la previsione di corrispettivi onerosi per gli sbilanciamenti a carico dei titolari di impianti alimentati da fonti non programmabili.

A seguito del ricorso presentato dall'AEEG, il Consiglio di Stato, rinviando la decisione di merito sulla legittimità della delibera, ha specificato che restano vigenti le prescrizioni della delibera n. 281/12 necessarie a garantire la sicurezza del sistema.

In attuazione delle ordinanze del CdS, l'AEEG con propria delibera ha chiarito che a partire dal mese di ottobre 2013 i corrispettivi di sbilanciamento oneroso trovano applicazione in quanto necessari a garantire la sicurezza del sistema. Per quanto concerne gli sbilanciamenti effettivi relativi ai mesi antecedenti, la regolazione economica sarà definita solo in esito alla decisione di merito del Consiglio di Stato sulla legittimità della delibera n. 281, attesa per il 2014.

## **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, dal *Real Decreto Ley* (RDL) n. 13/2012 mediante il quale sono state recepite le disposizioni comunitarie del "Terzo Pacchetto Energia" e dalla *Ley* n. 24/2013 introdotta con la riforma di luglio 2013.

Le linee guida del *framework* regolamentare sono le seguenti:

- > la generazione di energia elettrica avviene in condizioni di libera concorrenza;
- > il trasporto, la distribuzione, la produzione da fonti rinnovabili nei sistemi insulari ed extrapeninsulari e la gestione economica e tecnica del sistema sono attività regolamentate;

- > la remunerazione delle attività regolate si basa sui costi di un'impresa efficiente e ben gestita. La legge stabilisce il ritorno regolato applicabile al primo periodo regolatorio (fino al 2019), legandolo al rendimento dei Titoli di Stato a dieci anni incrementato di 200 punti base per il trasporto, la distribuzione ed i sistemi elettrici insulari ed extrapeninsulari e di 300 punti base per le fonti rinnovabili, la cogenerazione ad alto rendimento e la produzione da rifiuti;
- > i relativi parametri applicabili ai cicli regolatori della durata di 6 anni;
- > 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 Referencia (CR)*, ex *Comercializadora de Ultimo Recurso (CUR)*, la quale applicherà un *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)*, ex *Tarifa de Ultimo Recurso (TUR)*, fissato dal Governo,;
- > le tariffe di accesso 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 dall'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 ai 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 il monitoraggio della rete di trasmissione. Al fine di ridurre il deficit tariffario, mediante la Legge 15/2012, è stato introdotto un pacchetto di misure fiscali tra cui un'imposta sulla produzione ed una sullo stoccaggio di combustibile e residui derivanti dalla generazione elettronucleare, un canone per l'utilizzo delle acque continentali destinate alla produzione di energia da fonte idroelettrica pari al 22% dei ricavi generati (ridotto del 90% per gli impianti di potenza uguale o inferiore a 50 MW e per gli impianti di pompaggio con potenza superiore a 50 MW), tasse ambientali ("*Centesimo verde*") sui consumi di gas naturale, carbone, olio combustibile e gasolio ed un'imposta generalizzata sulla produzione di elettricità pari al 7% dei ricavi totali.

### **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 prima Risoluzione del Ministero che stabilisce i principali parametri di questo meccanismo che dovrebbe concludersi il 31 dicembre 2014.

### **Capacity Payment**

Il meccanismo di *capacity payment*, la cui remunerazione si aggiunge a quella derivante dalle attività svolte nel mercato all'ingrosso, è articolato in tre parti: