

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

| | 2012 | 2011 | 2012-2011 | |
|-------------------------------------|----------------|----------------|----------------|--------------|
| Produzione netta: | | | | |
| - termoelettrica | 204.796 | 218.486 | (13.690) | -6,3% |
| - idroelettrica | 43.322 | 47.202 | (3.880) | -8,2% |
| - eolica | 13.119 | 9.775 | 3.344 | 34,2% |
| - geotermoelettrica | 5.238 | 5.315 | (77) | -1,4% |
| - fotovoltaica | 18.323 | 10.668 | 7.655 | 71,8% |
| Totale produzione netta | 284.798 | 291.446 | (6.648) | -2,3% |
| Importazioni nette | 43.088 | 45.733 | (2.645) | -5,8% |
| Energia immessa in rete | 327.886 | 337.179 | (9.293) | -2,8% |
| Consumi per pompaggi | (2.627) | (2.539) | (88) | -3,5% |
| Energia richiesta sulla rete | 325.259 | 334.640 | (9.381) | -2,8% |

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2012).

L'energia richiesta in Italia nel 2012 registra un decremento (-2,8%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 325,3 TWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'86,8% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,3% nel 2011) e per il restante 13,2% dalle importazioni nette (13,7% nel 2011).

Le importazioni nette nel 2012 registrano un decremento di 2,6 TWh, per effetto essenzialmente del calo della domanda e dell'*overcapacity* che caratterizza il mercato domestico.

La produzione netta nel 2012 registra un decremento del 2,3% (-6,6 TWh), attestandosi a 284,8 TWh. In particolare, la riduzione dell'energia elettrica generata da fonte idroelettrica (-3,9 TWh), a seguito delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità, è stata più che compensata dall'incremento della produzione da fonte fotovoltaica (+7,7 TWh) e da fonte eolica (+3,3 TWh). Tali fattori, associati al sopra citato decremento della domanda di energia elettrica, hanno comportato una riduzione della generazione da fonte termoelettrica per 13,7 TWh.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

| | 2012 | 2011 | 2012-2011 | |
|---|----------------|----------------|----------------|--------------|
| Produzione lorda regime ordinario: | | | | |
| - termoelettrica | 93.314 | 94.223 | (909) | -1,0% |
| - nucleare | 61.470 | 57.731 | 3.739 | 6,5% |
| - idroelettrica | 19.455 | 27.571 | (8.116) | -29,4% |
| Totale produzione lorda regime ordinario | 174.239 | 179.525 | (5.286) | -2,9% |
| Consumi servizi ausiliari | (7.888) | (7.247) | (641) | -8,8% |
| Produzione regime speciale | 102.428 | 92.401 | 10.027 | 10,9% |
| Produzione netta | 268.779 | 264.679 | 4.100 | 1,5% |
| Esportazioni nette ⁽¹⁾ | (11.770) | (6.091) | (5.679) | 83,9% |
| Consumi per pompaggi | (5.023) | (3.215) | (1.808) | 56,2% |
| Energia richiesta sulla rete | 251.986 | 255.373 | (3.387) | -1,3% |

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balanza eléctrica diario Peninsular* - consuntivo dicembre 2012). I volumi del 2011 sono aggiornati al 3 dicembre 2012.

L'energia richiesta nel mercato peninsulare nel 2012 risulta in diminuzione (-1,3%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 252,0 TWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le esportazioni nette nel 2012 risultano in aumento (+83,9%) rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2011.

La produzione netta nel 2012 è in aumento dell'1,5% (+4,1 TWh) a seguito sostanzialmente della maggiore produzione da fonte nucleare (+6,5%), nonché dell'incremento della produzione in regime speciale (+10,9%). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione idroelettrica (-29,4%) dovuta alle peggiori condizioni di idraulicità rispetto al precedente esercizio.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

| | 2012 | 2011 | 2012-2011 | |
|---|---------------|---------------|--------------|--------------|
| Produzione lorda regime ordinario: | | | | |
| - termoelettrica | 14.399 | 14.916 | (517) | -3,5% |
| Totale produzione lorda regime ordinario | 14.399 | 14.916 | (517) | -3,5% |
| Consumi servizi ausiliari | (850) | (882) | 32 | 3,6% |
| Produzione regime speciale | 1.044 | 996 | 48 | 4,8% |
| Produzione netta | 14.593 | 15.030 | (437) | -2,9% |
| Importazioni nette | 570 | - | 570 | - |
| Energia richiesta sulla rete | 15.163 | 15.030 | 133 | 0,9% |

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico diario Extrapeninsulares* - consuntivo dicembre 2012).

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare nel 2012 risulta in aumento (+0,9%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 15,2 TWh. Tale richiesta è stata quasi interamente soddisfatta dalla produzione netta destinata al consumo.

Le importazioni nette nel 2012 si attestano a 0,6 TWh e

sono relative all'interscambio con la penisola iberica.

La produzione netta nel 2012 è in diminuzione del 2,9% (-0,4 TWh) a seguito della minore produzione termoelettrica (-3,5%), solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione in regime speciale.

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

| | Prezzo medio baseload 2012 (euro/MWh) | Variazione prezzo baseload 2012-2011 | Prezzo medio peakload 2012 (euro/MWh) | Variazione prezzo peakload 2012-2011 |
|------------|---|--|---|--|
| Italia | 75,5 | 4,6% | 66,6 | -6,3% |
| Spagna | 47,2 | -5,5% | 41,5 | -10,0% |
| Russia | 23,8 | 3,5% | 27,5 | +5,2% |
| Slovacchia | 43,4 | -15,0% | 54,1 | -12,4% |
| Brasile | 66,1 | 427% | 172,1 | 367% |
| Cile | 145,4 | 11,3% | 253,1 | 25,6% |
| Colombia | 50,0 | 69,1% | 113,3 | 126% |

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

| | 2012 | 2011 | 2012-2011 |
|---|------|------|-----------|
| Mercato finale (residenziale) ⁽¹⁾ | | | |
| Italia | 14,9 | 14,0 | 6,4% |
| Francia | 9,9 | 9,9 | - |
| Portogallo | 11,1 | 10,2 | 8,8% |
| Romania | 7,9 | 8,5 | -7,1% |
| Spagna | 14,7 | 16,0 | -8,1% |
| Slovacchia | 14,0 | 13,7 | 2,2% |
| Mercato finale (industriale) ⁽²⁾ | | | |
| Italia | 13,2 | 11,5 | 14,8% |
| Francia | 8,1 | 7,2 | 12,5% |
| Portogallo | 10,5 | 9,0 | 16,7% |
| Romania | 8,3 | 8,0 | 3,8% |
| Spagna | 11,5 | 10,8 | 6,5% |
| Slovacchia | 12,7 | 12,3 | 3,3% |

(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. |
|---|---------|----------|-----------|----------|---------|----------|-----------|----------|
| | 2012 | | | | 2011 | | | |
| Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh) | 81,4 | 73,5 | 81,5 | 65,6 | 66,5 | 68,3 | 75,2 | 78,8 |
| Utente domestico tipo con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): | | | | | | | | |
| prezzo al lordo delle imposte | 17,3 | 19,1 | 19,1 | 19,4 | 15,6 | 16,2 | 16,5 | 16,5 |

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 2012 un incremento del 4,6% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2011. Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza

domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra nel 2012 un incremento del 15,6%, 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

| Miliardi di m ³ | 2012 | 2011 | 2012-2011 | |
|----------------------------|------|------|-----------|-------|
| Italia | 75,0 | 77,9 | (2,9) | -3,7% |
| Spagna | 31,2 | 32,1 | (0,9) | -2,8% |

Il 2012 è stato caratterizzato da un ribasso della domanda di gas naturale sia in Italia sia in Spagna. Tale riduzione è attribuibile principalmente al ciclo economico negativo e

al *mix* delle fonti di generazione, caratterizzato da un uso crescente delle energie rinnovabili.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

| Miliardi di m ³ | 2012 | 2011 | 2012-2011 | |
|----------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Usi domestici e civili | 30,8 | 31,1 | (0,3) | -1,0% |
| Industria e Servizi | 16,9 | 16,5 | 0,4 | 2,4% |
| Termoelettrico | 25,0 | 28,0 | (3,0) | -10,7% |
| Altro ⁽¹⁾ | 2,3 | 2,3 | - | - |
| Totale | 75,0 | 77,9 | (2,9) | -3,7% |

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nel 2012 si attesta a 75,0 miliardi di metri cubi, registrando un decremento del 3,7% rispetto all'esercizio precedente.

Alla contrazione dei consumi per la generazione termo-

elettrica, da riferire sostanzialmente alle minori quantità generate, si aggiunge un decremento dei consumi per usi domestici e civili da collegare a una più rigida curva termica registrata nel periodo precedente.

Andamento dei prezzi

| | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. |
|--|---------|----------|-----------|----------|---------|----------|-----------|----------|
| | 2012 | | | | 2011 | | | |
| Utente domestico tipo con consumo annuo di 1.400 m ³ (centesimi di euro/m ³): | | | | | | | | |
| prezzo al lordo delle imposte | 86,4 | 87,9 | 90,2 | 91,2 | 75,0 | 76,5 | 79,7 | 84,1 |

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 è incrementato del 12,8%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

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

Il 27 luglio 2012 è stato pubblicato il regolamento n. 648/2012 del Parlamento e del Consiglio Europeo sugli strumenti derivati OTC, le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni. Il regolamento è entrato in vigore il 16 agosto 2012.

Con riferimento alle controparti di un derivato OTC, le principali disposizioni contenute nel regolamento riguardano l'obbligo di compensazione centralizzata per alcune classi di derivati, l'applicazione di tecniche di mitigazione del rischio per i derivati non sottoposti a compensazione centralizzata e il *reporting* di tutti i derivati realizzati. Le nuove regole prevedono, inoltre, che le istituzioni non finanziarie siano sottoposte all'obbligo di compensazione 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).

Il 27 settembre 2012 l'Autorità Europea dei Mercati Finanziari (ESMA, *European Securities and Markets Authority*) ha inviato alla Commissione Europea la sua proposta di atti implementativi (*Regulatory and Implementing Technical Standards*): tale proposta contiene, tra l'altro, le disposizioni relative alle soglie di compensazione per le controparti non finanziarie e alla definizione di copertura del rischio ai fini del regolamento. Il 19 dicembre 2012 la Commissione Europea ha adottato senza modifiche gli atti implementativi proposti da ESMA. Il 19 febbraio 2013 si è concluso il periodo di analisi a disposizione del Consiglio e del Parlamento Europeo, che non hanno sollevato obiezioni formali rispetto alle proposte della Commissione.

Direttiva sull'Efficienza Energetica

Il 14 novembre 2012 la direttiva 2012/27/CE è stata pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione Europea ed è entrata in vigore il 4 dicembre 2012. La nuova direttiva, che sostituisce le precedenti direttive sulla cogenerazione (2004/8/CE) e sui servizi energetici (2006/32/CE), prevede tra le misure principali:

- > un obiettivo comunitario vincolante definito in termini di consumi primari/finali al 2020 (1.474 Mtep primari, 1.078 Mtep finali) e obiettivi nazionali indicativi definiti dagli Stati Membri. Nel 2014 la Commissione effettuerà un riesame dei risultati provvedendo se necessario all'imposizione di obiettivi vincolanti a livello di Stato Membro ai fini del raggiungimento dell'obiettivo comunitario;
- > un obbligo di risparmio per le società di vendita e distribuzione di energia elettrica e gas pari all'1,5% dell'energia venduta annualmente nel triennio 2010-2012; tale obbligo può essere ridotto a livello di Stato Membro per un massimo del 25% attraverso misure di flessibilità, tra cui:
 - una diluizione dei tempi di applicazione dell'obbligo (riduzioni annuali dell'1% nel 2014-2015, dell'1,25% nel 2015-2016 e dell'1,5% nel 2018-2020) per un risparmio complessivo ridotto rispetto a quello originale;
 - l'esenzione dalla base d'obbligo dell'energia venduta a consumatori industriali soggetti all'*Emission Trading System* europeo (EU ETS);
 - l'utilizzo di risparmi già conseguiti con effetto fino al 2020;
 - il conteggio dei risparmi conseguiti nella trasformazione dell'energia e nel settore del trasporto e della distribuzione.

Tale obbligo può alternativamente essere raggiunto attraverso misure equivalenti di risparmio energetico sui consumi finali a discrezione degli Stati Membri;

- > un obbligo di riqualificazione edilizia negli edifici governativi.

Gli Stati Membri dovranno implementare a livello nazionale le prescrizioni della direttiva entro il 5 giugno 2014.

Emission Trading

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 Fase III 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 2020. Durante gli ultimi mesi del 2012 sono stati venduti sul mercato 120 milioni di permessi della Fase III (c.d. "aste anticipate"). Le quote di pertinenza di Italia, Spagna e Slovacchia sono rispettivamente il 9,4%, l'8,4% e l'1,5% sul totale quote messe a disposizione a livello europeo per l'intera Fase III. 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.).

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 *Carbon Capture and Storage* (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 si è conclusa a novembre 2012; successivamente la BEI monetizzerà i restanti 100 milioni di quote. Dal 1° gennaio 2012 il settore aereo è stato 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 extra-europei, in quanto coerente con il diritto internazionale

e con il principio di sovranità degli Stati.

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

Decisioni nell'ambito della Direttiva Emissioni Industriali

Nell'ambito della fase di implementazione della Direttiva Emissioni Industriali (IED, 2010/75/UE) sono state adottate dalla Commissione due decisioni.

La prima, del 10 febbraio 2012, delinea le modalità di elaborazione e implementazione da parte degli Stati Membri dei Piani Nazionali Transitori: gli impianti che rientreranno nel Piano potranno adeguare le proprie emissioni ai limiti della direttiva in modo graduale dal 1° gennaio 2016 al 30 giugno 2020.

La seconda decisione, del 7 maggio 2012, definisce i periodi di avvio e di arresto di un impianto, necessari per la corretta valutazione del rispetto dei limiti emissivi.

SEVESO III

Il 4 luglio 2012 il Parlamento e il Consiglio Europeo hanno adottato la direttiva SEVESO III sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, allo scopo di allineare l'elenco delle sostanze oggetto della direttiva ai cambiamenti nel sistema europeo di classificazione delle sostanze pericolose, rafforzare le disposizioni in merito all'accesso del pubblico alle informazioni di sicurezza e introdurre norme più severe per le ispezioni agli impianti, a partire da giugno 2015.

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'ordi-

namento 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'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*, la legge n. 27/2012 ha stabilito il passaggio a un modello di separazione proprietaria da completare entro settembre 2013.

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. 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 alcuni 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*

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, 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, a novembre 2012 l'AEEG ha avviato un processo di riforma delle modalità di determinazione della componente materia prima (QE), che aveva già modificato in corso d'anno al fine di tenere conto dell'andamento dei prezzi *spot* europei.

Per il biennio 2012-2013, l'AEEG ha incrementato la com-

ponente 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 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, 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 caratterizzati da elevata domanda.

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 dal 2013 con impegno dei produttori a rendere disponibile la propria capacità dal 2017.

Per far fronte a situazioni di criticità del sistema gas, quale quella occorsa nel periodo compreso tra il 6 e 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 assicurata per il 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. A ottobre 2012, in ottemperanza del decreto legislativo n. 93/2011, il GME ha formulato la proposta di disegno del Mercato a Termine del gas naturale (MT gas), in relazione alla quale si attende il parere delle commissioni parlamentari.

Una volta entrato in funzione, il MT gas completerà l'assetto del mercato all'ingrosso del gas italiano, andando a aggiungersi 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.

Dal mese di aprile 2012 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 meccanismi atti a favorire l'eventuale ingresso di gas *spot* attraverso il punto di entrata di Tarvisio.

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.

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 periodo di regolazione vigente (2012-2015) l'AEEG ha fissato per le attività di distribuzione e misura un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6% per gli investimenti effettuati fino al 2011 e pari all'8,6% per quelli realizzati a partire dall'esercizio 2012. Sono inoltre previste ulteriori maggiorazioni del WACC (comprese tra l'1,5% e il 2%) per determinate categorie di investimenti (per 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.

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 a 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).

Il decreto ha inoltre ridefinito i nuovi criteri che dovranno essere seguiti dall'AEEG nella determinazione del contributo tariffario.

Conto energia termico

Con il decreto del 28 dicembre 2012, in attuazione del decreto legislativo n. 28/2011, il MSE ha introdotto specifici incentivi per promuovere la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, nonché gli interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni.

Gli incentivi – di cui possono beneficiare sia le amministrazioni pubbliche sia i soggetti privati – sono erogati dal GSE in rate annuali costanti per un periodo massimo di cinque anni. Tra gli interventi ammessi vi sono quelli sull'involucro di edifici esistenti (solo per amministrazioni pubbliche) nonché gli interventi di installazione di pompe di calore, collettori solari termici e scaldacqua elettrici a pompa di calore.

Per l'accesso al regime incentivante sono stabiliti requisiti minimi suddivisi per tipologia di intervento.

Il decreto demanda inoltre all'AEEG il compito di definire tariffe specifiche per l'utilizzo di pompe di calore elettriche, in un'ottica di promozione dell'efficienza energetica e di riduzione delle emissioni inquinanti.

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 e dal Regio Decreto Legge n. 13/2012 mediante il quale sono state recepite le disposizioni comunitarie del "Terzo Pacchetto Energia". 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 Último Recurso* (CUR), la quale applicherà una *Tarifa de Último Recurso* (TUR), fissata dal Governo, tenendo conto del costo dei prezzi dell'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 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 im-

pianti 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 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 competente che stabilisce i principali parametri di questo meccanismo che dovrebbe concludersi il 31 dicembre 2014. Secondo tale risoluzione, dal 2011 al 2014, il volume totale di elettricità prodotto da tale fonte non doveva superare i 23,4 TWh annui. Tuttavia, il Regio Decreto Legge n. 13/2012 ha ridotto, con carattere eccezionale e solo per l'esercizio 2012, del 10% il volume massimo di energia programmabile prodotta da carbone nazionale.

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:

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

Per l'anno 2012, come conseguenza della riduzione introdotta con carattere eccezionale dal RDL n. 13/2012, per la prima categoria l'ammontare degli investimenti riconosciuti è pari a 23.400 euro/MW annui per 10 anni; per la seconda è pari a 7.875 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.

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 social*

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 Último 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 competente 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, Hidrocarbónico ed E.ON).

Il Regio Decreto Legge 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 Reducida*. Il *bonus social* è applicato al cliente finale dalla società di vendita e il relativo costo è a carico dalle società di generazione in base a una percentuale stabilita dal Governo. Con sentenza del 7 febbraio 2012 il Tribunale Supremo ha stabilito che il costo del *bonus social* non debba essere finanziato dalle aziende elettriche. In applicazione di tale sentenza mediante l'Ordine Ministeriale IET/843/2012 il 25 aprile 2012, è stato modificato il sistema di *settlement* e stabilito il finanziamento del meccanismo attraverso la tariffa di accesso.

Costi regolati, tariffa di accesso e *deficit* tariffario

Sulla base dell'attuale regolamentazione i principali "costi regolati" del sistema elettrico spagnolo riguardano la remunerazione delle reti di trasporto e distribuzione, le risorse finanziarie per le autorità che gestiscono il sistema (regolatore, operatore di mercato ecc.), l'extra costo derivante dalla generazione extrapeninsulare, i sussidi del regime speciale (*regimen especial*, fonti rinnovabili, rifiuti e cogenerazione) e il piano di risparmio ed efficienza energetica.

Al fine di remunerare tali costi, tutti i clienti pagano una tariffa di accesso fissata dal Governo ogni anno, con possibilità di revisione trimestrale per eventuali adattamen-

ti alle condizioni di mercato. Secondo quanto disposto dal Regio Decreto n. 1544/2011, pubblicato a novembre 2011, anche i produttori devono pagare la tariffa di accesso per l'energia immessa per un ammontare pari a 0,5 euro/MWh (gli impianti di pompaggio, oltre a pagare per l'energia immessa, pagano in egual misura anche per il 30% dell'energia consumata).

A oggi le entrate corrispondenti alle tariffe di accesso non sono sufficienti a remunerare gli effettivi costi regolati di sistema. Tale situazione genera un *deficit* tariffario.

Attraverso il Regio Decreto Legge n. 6/2009 è stato disegnato un percorso di riduzione del *deficit* annuale, con l'obiettivo di eliminarlo entro il 2013, mediante l'introduzione di tetti annuali. Nel 2010, poiché i livelli tariffari di accesso approvati continuavano a non riflettere il costo effettivo delle attività regolate è stato introdotto, mediante il Regio Decreto Legge n. 14/2010, un nuovo percorso di riduzione che prevede i seguenti limiti di *deficit*: 5,5 miliardi di euro nel 2010, 3 miliardi di euro nel 2011 e 1,5 miliardi di euro nel 2012. Il 31 dicembre 2012, con il Regio Decreto Legge n. 29/2012, il Governo ha eliminato il limite per l'anno 2012 (consentendo la cartolarizzazione di tutto il *deficit* che verrà generato) e il riferimento esplicito alla *cost-reflectivity* delle tariffe a partire dal 1° gennaio 2013 (sufficienza delle tariffe di accesso rispetto alla copertura dei "costi regolati"). Il *deficit* cumulato al 31 dicembre 2011 ha raggiunto i 29,8 miliardi di euro, mentre si stima che al 31 dicembre 2012 l'ammontare cumulato abbia superato i 35 miliardi di euro.

Il *deficit* è ripartito tra cinque imprese elettriche: Endesa, Iberdrola e Gas Natural Fenosa (le quali detengono il 93% del totale), Hidroeléctrica del Cantábrico ed E.ON.

Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 ha stabilito un nuovo meccanismo di finanziamento grazie al quale le imprese elettriche hanno la possibilità di cedere i diritti di credito al FADE (*Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico*), incaricato di collocare sul mercato il debito.

A gennaio 2011, con l'avallo dello Stato, si è dunque costituito il FADE. L'importo iniziale dei titoli di credito trasferiti al FADE da parte delle imprese è stato di 16,7 miliardi di euro. Nonostante l'accordo iniziale prevedesse la cartolarizzazione dell'ammontare ceduto al FADE entro luglio 2011, a causa della crisi dei debiti sovrani l'obiettivo dell'accordo iniziale è stato posposto a luglio 2012. Il 1° dicembre 2011 e il 19 febbraio 2012 Endesa ha comunicato al FADE il suo compromesso irrevocabile di cessione dei suoi diritti di credito rispetto ai *deficit* 2010, 2011 e 2012. Durante l'anno 2012 si sono svolte diverse emissioni, dal

cui ammontare complessivo circa 2,7 miliardi di euro sono stati a favore di Endesa.

Il sistema elettrico insulare ed extrapeninsulare

L'art. 12 della legge del settore elettrico prevede che l'attività di fornitura di energia elettrica effettuata nelle regioni insulari ed extrapeninsulari (Canarie e Baleari) è soggetta a regolamentazione unica a seguito delle caratteristiche specifiche della loro posizione geografica. Tale regolamentazione dedicata è stata definita con il Regio Decreto n. 1747/2003 e dall'Ordine Ministeriale del 30 marzo 2006 che ne ha creato i meccanismi realizzativi.

L'elemento principale del sistema normativo extrapeninsulare è che la produzione di energia elettrica si configura come un'attività dalla remunerazione regolamentata, a differenza di quanto accade nella penisola iberica; le altre attività (distribuzione, trasporto e commercializzazione) sono invece sostanzialmente regolate in linea con quanto accade nella penisola iberica. Tale remunerazione è stata determinata in modo da coprire i costi dell'attività e il rendimento sul capitale investito: per ottenere tale tariffa complessiva, ai generatori è riconosciuta, in aggiunta al prezzo di mercato dell'energia venduta, l'indennità corrispondente alla differenza tra tali valori.

Le indennità maturate al 31 dicembre 2008 e ancora da incassare saranno finanziate attraverso gli introiti derivanti dal sistema elettrico, mentre a partire dal 2013 dovrebbero passare a carico del bilancio dello Stato; nel periodo transitorio 2009-2013 il Regio Decreto Legge n. 6/2009, ha definito un sistema misto in cui il finanziamento alla generazione extrapeninsulare sia effettuato in una quota crescente da parte del bilancio generale dello Stato e decrescente a carico del sistema elettrico.

Il Regio Decreto Legge n. 13/2012 è intervenuto con carattere eccezionale sulla remunerazione per l'anno 2012 e ha prescritto la ridefinizione di un nuovo schema, la cui definizione e approvazione risultano a oggi ancora pendenti.

Distribuzione

Il Regio Decreto n. 222/2008, pubblicato nel febbraio 2008, stabilisce i principi di remunerazione per la attività di distribuzione al fine di garantire un'adeguata prestazione del servizio, incentivando il miglioramento della qualità e la riduzione delle perdite.

Il Ministero competente fissa annualmente la remunera-

zione riconosciuta in base alla proposta della *Comisión Nacional de la Energía*. L'attualizzazione annuale della remunerazione si calcola mettendo a confronto gli investimenti realizzati con il "*Modelo de Red de Referencia*", uno strumento di riferimento tecnico che calcola lo sviluppo ideale della rete. Il Regio Decreto Legge n. 13/2012 è intervenuto sulla remunerazione della distribuzione riducendola per l'anno 2012 e ha prescritto la ridefinizione di un nuovo schema, la cui definizione e approvazione risultano a oggi ancora pendenti.

Regio Decreto Legge n. 13/2012

Il 30 marzo 2012 il Consiglio dei Ministri ha approvato un Regio Decreto Legge (n. 13/2012) che, oltre a recepire le disposizioni comunitarie del "Terzo Pacchetto Energia", introduce misure finalizzate alla riduzione dei costi del sistema elettrico e del gas e alla risoluzione del *deficit* tariffario. Il decreto ha introdotto un complesso di misure volte ad assicurare il rispetto del limite di *deficit* tariffario stabilito per il 2012 (Regio Decreto Legge n. 6/2010 e n. 14/2010) e l'adeguamento delle tariffe a un livello in grado di riflettere i costi delle attività regolate a partire dal 1° gennaio 2013. Tra i principali interventi per l'anno 2012, il decreto ha stabilito alcune riduzioni per le seguenti partite regolatorie: remunerazione dell'attività di distribuzione, del *capacity payment* e del sistema insulare ed extrapeninsulare. Inoltre, è stato ridotto del 10% il volume massimo di energia programmabile prodotta da carbone nazionale e dunque il corrispondente maggior costo per il sistema. In ultimo è stato diminuito l'ammontare delle compensazioni per i contratti interrompibili.

Regio Decreto Legge n. 20/2012

Il 14 luglio 2012 è stato pubblicato il Regio Decreto Legge n. 20/2012 con cui il Governo ha adottato una serie di misure volte a garantire la stabilità di bilancio e la promozione della competitività e introdotto alcune disposizioni finalizzate alla riduzione dei costi del sistema elettrico e alla risoluzione del *deficit* tariffario. I principali interventi hanno riguardato: la revisione della remunerazione della generazione del sistema elettrico insulare ed extrapeninsulare (SEIE); l'obbligo di includere nelle tariffe di accesso e nella *Tarifa de Último Recurso* (TUR) eventuali tributi locali relativi all'attività di fornitura di energia elettrica; l'aumento di 65 punti base del tasso di interesse riconosciuto per il finanziamento del *deficit* generato nel 2006; l'abolizione

della revisione trimestrale della tariffa di accesso; la concessione al Ministro dell'Industria e dell'Energia della facoltà di stabilire criteri di progressività nell'applicazione delle tariffe di accesso e della TUR.

Legge n. 15/2012 recante misure fiscali per la sostenibilità del sistema elettrico

Il 14 settembre 2012 il Governo spagnolo ha approvato un disegno di legge volto a garantire la sostenibilità del sistema elettrico e ad affrontare il problema del *deficit* tariffario. Il provvedimento è stato approvato dal parlamento nel mese di dicembre e pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* il 28 dicembre 2012.

La legge contiene, da un lato, misure fiscali per generare entrate supplementari e ridurre il *deficit* esistente e, dall'altro, misure per la sostenibilità economica e ambientale del sistema stesso. Le principali disposizioni previste, applicabili dal 1° gennaio 2013, sono le seguenti:

- > per quanto riguarda la tecnologia nucleare, l'introduzione di un'imposta sulla produzione e una sullo stoccaggio di combustibile e residui derivanti dalla generazione elettronucleare, che, di fatto, aumenta gli oneri che i produttori si troveranno a sostenere al momento della chiusura dell'impianto e all'avvio delle attività di *decommissioning*;
- > introduzione di un canone per l'utilizzo delle acque continentali destinate alla produzione di energia da fonte idroelettrica, pari al 22% dei ricavi generati. Tale canone verrà 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;
- > introduzione di tasse ambientali ("Centesimo verde") sui consumi di gas naturale, carbone, olio combustibile e gasolio;
- > introduzione di un'imposta generalizzata sulla produzione di elettricità in regime ordinario (RO) e in regime speciale (RE), pari al 7% dei ricavi totali;
- > interruzione degli incentivi alla produzione di energia rinnovabile, per la parte che utilizza combustibili fossili, fatta eccezione per la biomassa;
- > destinazione dei ricavi delle aste di CO₂ per la terza fase dell'ETS, per un massimo di 500 milioni di euro, al finanziamento dei costi del sistema elettrico;
- > destinazione di una parte del bilancio statale, equivalente alla stima dei proventi ottenuti mediante le misure fiscali contenute nella legge stessa, al finanziamento dei costi del sistema elettrico.

Misure concernenti il *deficit* tariffario - Regio Decreto Legge n. 29/2012

Nel Regio Decreto Legge n. 29/2012 del 28 dicembre, concernente il miglioramento della gestione e della protezione sociale nel sistema speciale per impiegati domestici e altre misure di carattere economico e sociale, sono state adottate le seguenti disposizioni per il settore elettrico:

- > eliminazione del limite di *deficit* per l'anno 2012, precedentemente fissato a 1.500 milioni di euro;
- > eliminazione della disposizione della Legge n. 54/1997 che stabiliva il principio di *cost-reflectivity* delle tariffe di accesso a partire dal 2013;
- > possibilità di sospendere il sistema di incentivi agli impianti che risultino non finalizzati rispetto al limite prestabilito e alle condizioni prescritte dal progetto esecutivo.

Legge di bilancio per l'anno 2013 - n. 17/2012

Per quanto concerne la regolazione del settore elettrico, la legge di bilancio per l'anno 2013 stabilisce l'esclusione del finanziamento dei costi dei sistemi elettrici insulari ed extrapeninsulari (che conformemente al Regio Decreto Legge n. 6/2009 passeranno al *settlement* delle attività regolate) e l'inclusione di una partita derivante dalla Legge n. 15/2012, volta a finanziare i costi del sistema elettrico (proventi delle misure impositive fiscali e il 90% dei proventi delle aste dai permessi di emissione).

Misure urgenti per il settore elettrico - Regio Decreto Legge n. 2/2013

Il 1° febbraio 2013, con l'obiettivo di mantenere *deficit* zero nell'anno 2013, il Governo ha adottato il Regio Decreto Legge n. 2/2013 recante ulteriori nuove misure per il settore elettrico, di cui si riportano di seguito le principali disposizioni:

- > modifica dell'indice di adeguamento all'inflazione dei costi del sistema elettrico, che farà riferimento all'inflazione *core*;
- > eliminazione della scelta tra tariffa regolata e meccanismo *feed-in premium* (FIP) per gli impianti del regime speciale, la cui retribuzione sarà d'ora in poi solo a tariffa regolata.

Inoltre il Consiglio dei Ministri ha sviluppato un disegno

di legge volto alla concessione, da parte del Ministero dell'Economia a beneficio del Ministero dell'Industria e dell'Energia, di un credito straordinario di 2.200 milioni di euro per finanziare parte dei costi di finanziamento 2013 del regime speciale.

America Latina

In America Latina la Divisione opera, tramite Endesa, in Argentina, Brasile, Cile, Colombia e Perù. Ciascun Paese è dotato di un quadro regolatorio distinto le cui caratteristiche principali sono riportate di seguito con riferimento alle diverse attività.

Generazione

Nell'ambito della regolamentazione stabilita dalle autorità competenti (Autorità di regolazione e Ministeri) nei vari Paesi, gli operatori adottano liberamente le proprie decisioni di investimento in generazione. Solo in Argentina, in conseguenza di un cambio nella politica energetica avvenuto negli ultimi anni, vi è un quadro regolatorio con un maggior controllo pubblico degli investimenti. In Brasile i piani per la nuova capacità di generazione sono dettati dal Ministero competente, e lo sviluppo di tale capacità si realizza attraverso aste con partecipazione aperta a tutti gli agenti.

In tutti i Paesi esiste un sistema di dispacciamento centralizzato con *system marginal price*. Solitamente l'ordine di merito è costruito in base ai costi variabili di produzione verificati periodicamente, con l'eccezione della Colombia, ove l'ordine di merito è basato sulle offerte di prezzo degli operatori nel mercato.

In Argentina e Perù sono attualmente in vigore interventi regolatori sulla formazione del prezzo dei mercati *spot*. In Argentina l'intervento, adottato nel 2002 a seguito della crisi economica ed energetica nazionale, si basa sull'ipotesi di assenza di restrizioni all'offerta di gas nel Paese. Ciononostante, in considerazione degli attuali problemi economico-finanziari del mercato all'ingrosso, il Governo ha annunciato l'intenzione di modificare l'attuale quadro regolatorio e di sviluppare nel corso del biennio 2013-2014 un mercato dell'energia elettrica basato su un modello *cost-plus*. Nel caso del Perù, invece, l'intervento sulla formazione del prezzo *spot* è attivo dal 2008, da quando l'esistenza di restrizioni nei sistemi di trasporto di gas ed elettricità ha indotto le autorità del Paese ad adottare

una normativa di emergenza, che prevede la definizione di un costo marginale "ideale" assumendo l'assenza di dette restrizioni alle reti di trasporto.

Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità sono molto diffusi meccanismi di aste a lungo termine. Si tratta di sistemi volti a garantire la continuità delle forniture di energia e a conferire ai generatori maggiore stabilità, con l'aspettativa che ciò incentivi nuovi investimenti; l'adozione di schemi contrattuali di vendita a lungo termine è stata sinora implementata in Cile, Brasile, Perù e Colombia. In Brasile il prezzo di vendita dell'energia prodotta si basa invece sui prezzi medi delle aste di lungo periodo per energia esistente e nuova. In Colombia il prezzo è definito con aste realizzate tra gli operatori, con cui solitamente si firmano contratti di durata media (fino a un massimo di quattro anni). Un quadro normativo definito di recente sia in Cile sia in Perù, infine, consente ai distributori di sottoscrivere contratti a lungo termine per la vendita nel mercato finale regolato. La realizzazione di aste di energia sta gradualmente sostituendo la fissazione di un "prezzo nodale" da parte del regolatore per la fornitura di energia elettrica ai clienti regolati.

Cile, Perù e Brasile hanno inoltre approvato legislazioni per l'incentivo delle energie rinnovabili non convenzionali, che definiscono obiettivi per la partecipazione delle fonti rinnovabili al *mix* energetico e ne regolano la produzione. In Cile, il quadro regolatorio relativo alle rinnovabili non convenzionali è attualmente in revisione.

Distribuzione e vendita

L'attività di distribuzione si svolge prevalentemente in regime di concessione, con contratti di lungo periodo o di durata indefinita, e con regolazione per remunerazione e accesso alla rete. La revisione delle tariffe di distribuzione avviene ogni quattro (Cile e Perù e la regione del Brasile servita da Coelce) o cinque anni (Colombia e la regione del Brasile servita da Ampla). A causa della "*Ley de Emergencia Económica*" del 2002, in Argentina non si sono ancora mai svolte revisioni tariffarie, sebbene la regolazione preveda che si debbano realizzare ogni cinque anni.

In Cile, Brasile e Perù le società di distribuzione svolgono aste per l'approvvigionamento di energia destinata alla fornitura dei clienti regolati, mentre in Colombia le società di vendita negoziano il prezzo direttamente con le società di generazione, con *pass-through* ai clienti finali del prezzo medio di acquisto del mercato.

La liberalizzazione del mercato finale, pur non essendo completa, è generalmente abbastanza avanzata: le soglie di idoneità sono fissate a 30 kW in Argentina (20% dei volumi nel 2010), 3 MW in Brasile (30% dei volumi), 0,3 MW in Cile (40% dei volumi), 0,1 MW in Colombia (35% dei volumi nel 2010) e 0,2 MW in Perù (44% dei volumi). I clienti liberi possono sottoscrivere con i generatori contratti bilaterali per la fornitura di energia. Quanto ai clienti vincolati, spetta alle Autorità di regolazione fissare le tariffe per la vendita.

Limiti alla concentrazione e all'integrazione verticale

In principio, la legislazione esistente permette la partecipazione delle imprese nelle diverse attività del settore elettrico (generazione, distribuzione, commercializzazione).

La partecipazione all'attività di trasmissione è quella in cui solitamente si impongono maggiori restrizioni, al fine di garantire adeguato accesso alla rete a tutti gli operatori: in Argentina, Cile e Colombia esistono specifiche restrizioni alla partecipazione delle società di generazione e distribuzione nelle società di trasmissione. Inoltre, in Colombia le società create dopo il 1994 non possono adottare, o mantenere, un regime di integrazione verticale.

Per quanto riguarda la concentrazione settoriale, in Argentina, Brasile e Cile la regolazione del settore elettrico non prevede limiti specifici all'integrazione verticale od orizzontale, mentre in Perù le operazioni di concentrazione richiedono una previa autorizzazione al di sopra di soglie predeterminate. In Colombia nessuna impresa può avere una partecipazione superiore al 25% nei mercati di generazione e commercializzazione, mentre il Brasile, come già menzionato, non prevede restrizioni esplicite all'integrazione nel settore elettrico, sebbene si richieda un'autorizzazione amministrativa per le operazioni di concentrazione che comportino una partecipazione nel mercato superiore al 40%, o che interessino una società con volume d'affari annuo superiore a 400 milioni di *real* brasiliani (circa 177 milioni di euro).

Cile

Carretera Eléctrica

Il 30 agosto 2012 il Presidente del Cile ha firmato il disegno di legge sulla *Carretera Eléctrica*, successivamente presentato in Parlamento il 4 settembre 2012. La proposta

definisce i criteri generali che regoleranno lo sviluppo della rete in termini di ruolo pubblico e coordinamento con il settore privato.

Argentina

Cargo tariffario

Il 23 novembre l'Autorità di regolazione (ENRE) ha approvato la Risoluzione n. 347 che prevede un aumento delle tariffe finali attraverso la creazione di una nuova componente tariffaria volta a finanziare gli investimenti nella rete di distribuzione.

Divisione Internazionale

Russia

Mercato all'ingrosso

Il processo di ristrutturazione e privatizzazione degli asset di RAO UES (l'ex monopolista verticalmente integrato a controllo statale) è stato realizzato con successo e si è concluso con la dissoluzione della stessa RAO UES nel luglio 2008. Gli asset di generazione, suddivisi in diverse Genco (circa 20 *Generation Company*), sono stati acquisiti da investitori sia nazionali sia stranieri (oltre a Enel, la tedesca E.ON e la finlandese Fortum). La Genco idroelettrica (RusHydro), la società che gestisce le centrali nucleari (Rosenergoatom), la società per le attività di *trading* e di generazione di energia all'estero e in Russia (InterRAO), così come le società di rete, sono rimaste sotto il controllo statale.

Fino al 2007, la vendita all'ingrosso di energia e capacità si è svolta interamente su base regolata. La vendita dell'energia avviene principalmente attraverso un "mercato del giorno prima". Nel 2011 è stato sostituito il mercato transitorio della capacità con il mercato di capacità a lungo termine (per il 2011 e il 2012 su base annuale; pluri-annuale a partire dal 2013) con l'obiettivo di garantire sufficiente disponibilità di capacità nel lungo periodo e ricavi stabili per i generatori.

Tuttavia, al fine di garantire una stabilità nella capacità il Governo ha individuato una lista di nuovi impianti, c.d. "DPM", esclusi dal mercato della capacità e per i quali è prevista una remunerazione tariffaria garantita (*capacity payment*) per 10 anni. Enel OGK-5 nel 2011 ha messo in esercizio due nuovi cicli combinati a gas, rispettivamente i gruppi di Nevinnomyskaya e Sredneuralskaya (410 MW

ciascuno), che godono di tale regime di remunerazione agevolato DPM.

Nel corso del 2011 sono stati costituiti gruppi di lavoro, formati da esperti incaricati dal Governo e operatori del settore (tra cui Enel OGK-5), con l'obiettivo di preparare una proposta di riforma del mercato dell'energia. In particolare, con riferimento al mercato all'ingrosso, il modello proposto prevede il passaggio da un mercato centralizzato a un sistema di contratti bilaterali. Si attende nel corso del 2013 una prima versione della suddetta riforma.

Mercato al dettaglio

La liberalizzazione del mercato è avvenuta in diverse fasi, aumentando progressivamente i volumi di energia e capacità disponibili per la vendita sul mercato libero; a partire dal 1° gennaio 2011 tutti i volumi dei clienti a uso non domestico sono stati venduti sul mercato libero. Nel mercato al dettaglio la fornitura ai clienti domestici è garantita da *Guarantee Supplier* operanti in regime di monopolio, mentre i consumatori non domestici sono liberi di scegliere il proprio fornitore. Tuttavia, nonostante l'approvazione di alcune misure di promozione della concorrenza sul mercato non domestico, il cambio del fornitore da parte del cliente finale (c.d. "*switching*") rimane limitato perché gravato da procedure ancora troppo complesse. Il 4 giugno 2012 è stato pubblicato il Decreto n. 442 volto a modificare le regole di *pricing* del mercato della vendita e a semplificare le procedure per lo *switching*. In particolare:

- > si è allineata tra mercato all'ingrosso e mercato retail la modalità di calcolo di prezzi e volumi per l'approvvigionamento della capacità;
- > i clienti finali pagheranno i costi di rete effettivamente sopportati dai venditori;
- > anche la remunerazione dei venditori regolati (*Guarantee Supplier*) potrà essere distinta a seconda della potenza impegnata dei clienti;
- > sono stati introdotti nuovi principi per l'assegnazione competitiva della licenza di venditore nel mercato regolato (*Guarantee Supplier*);
- > è stato potenziato il controllo da parte dei regolatori sullo stato economico e finanziario dei fornitori del mercato regolato;
- > infine, per quanto riguarda l'apertura del mercato alla concorrenza, sono state eliminate alcune misure di ostacolo allo *switching*.