

2009 - aprile 2010 a 93,2 dollari statunitensi/MWh, con una diminuzione (misurata in dollari) del 6,81% rispetto al semestre precedente.

A partire da gennaio 2010 è entrata in vigore un'importante modifica del meccanismo di approvvigionamento *wholesale* dell'energia destinata ai clienti vincolati (prevista nella *Ley Corta II*, del maggio 2005): i contratti sottoscritti al prezzo nodale definito dalla CNE spariranno progressivamente, per essere sostituiti con contratti il cui prezzo sarà il risultato di aste realizzate dalle società di distribuzione a partire dal 2006. I nuovi contratti, che avranno una durata massima di 15 anni (con apposite formule di indicizzazione), entreranno in vigore dal 2010.

Aggiornamenti delle tariffe di distribuzione

Il 9 gennaio 2009 è stato approvato il decreto n. 320 del Ministero dell'Economia, che fissa le tariffe per la subtrasmissione di cui Endesa è titolare attraverso Chilectra. Tale regolamentazione, che ha determinato una riduzione del VAD (*Valor Agregado de Distribución*) dell'attività di subtrasmissione, sarà sostituita da nuove tariffe a partire da novembre 2010.

L'8 aprile 2009 il Ministero dell'Economia ha dato la sua approvazione al decreto n. 385 del 2008, che determina le tariffe di distribuzione valide da novembre 2008 a novembre 2012 (con effetto retroattivo), con una riduzione del VAD del 16% per Chilectra.

Colombia

Mercato all'ingrosso

Il 26 maggio 2009 il regolatore colombiano CREG ha adottato la risoluzione n. 069 del 2009, contenente la proposta di regolamento del *Mercado Organizado* (MOR). Se ufficialmente istituito, il MOR sarà dedicato alle aste per la vendita di energia destinata ai clienti finali regolati. Nel frattempo, dalla seconda metà del 2009 sono state avviate le operazioni commerciali di Derivex SA, la piattaforma per derivati energetici creata dal gestore del mercato elettrico colombiano XM nel mese di giugno 2009.

Aggiornamento delle tariffe di distribuzione

Il 19 ottobre 2009, con le risoluzioni n. 100 e n. 101 dell'autorità di regolazione CREG, è stato fissato il nuovo valore della tariffa di distribuzione delle società Codensa e Cundinamarca per un periodo regolatorio di quattro anni. Nel caso di Codensa ciò comporta una riduzione del VAD (*Valor Agregado de Distribución*) del 4,2%, a causa della riduzione della WACC (a sua volta dovuta alla riduzione del rischio Paese), dal 16,1% al 13,9% per la distribuzione locale e dal 14,1% al 13% per la trasmissione regionale. Nel caso di Cundinamarca (società acquisita da Endesa proprio nel corso del 2009), la revisione comporta un aumento del VAD del 3,3%, grazie a una migliore valorizzazione degli asset posseduti. Sebbene l'entrata in vigore di tale tariffa fosse prevista per l'inizio del 2008, la nuova fissazione non avrà effetto retroattivo.

Perù

Aggiornamenti tariffari del prezzo all'ingrosso dell'energia

Nell'ambito del processo per la determinazione delle tariffe dell'energia regolate per la fornitura dei clienti vincolati in vigore nel periodo maggio 2009 - aprile 2010, il 15 aprile 2009 il regolatore Osinergmin ha approvato incrementi delle tariffe

finali compresi tra il 4,2% e il 6,8% per gli utenti domestici e tra il 4,3% e il 7,6% per i clienti industriali.

A fine aprile 2009 Osinerghmin ha reso nota l'entità del riaggiustamento tariffario complessivo in vigore per un anno dal 1° maggio 2009. Sebbene il *precio en barra* sia rimasto sostanzialmente invariato a 41,7 dollari statunitensi/MWh rispetto alla fissazione precedente (con una compensazione tra l'aumento della componente potenza e la riduzione della componente energia), le tariffe finali sono cresciute a causa di una nuova componente tariffaria prevista in applicazione del Decreto di Urgenza n. 049.

Infine, nel mese di giugno 2009 Osinerghmin ha decretato una riduzione delle tariffe domestiche finali (tra lo 0,5% e l'1,5%), dovuta a una leggera riduzione del VAD (*Valor Agregado de Distribución*) e all'andamento favorevole del cambio e del prezzo di alcune materie prime.

Aggiornamenti tariffari delle tariffe di distribuzione

Il 16 ottobre 2009 Osinerghmin ha pubblicato la risoluzione n. 181 del 2009, con cui approva le tariffe di distribuzione per Edelnor, determinando una riduzione dell'1,1% del valore del VAD (remunerazione dell'attività di distribuzione) per il periodo novembre 2009 - ottobre 2013. Nella stessa data, tramite la risoluzione n. 184-2009, Osinerghmin ha decretato un aumento del 6,5% per la tariffa di trasmissione secondaria. Il regolatore Osinerghmin ha recentemente pubblicato le nuove tariffe finali, in vigore da novembre 2009, che incorporano le variazioni delle tariffe di rete sopra menzionate.

Misure straordinarie

In esecuzione del Decreto di Urgenza n. 049, varato dal Governo nel dicembre 2008 con validità fino a dicembre 2011, è stato introdotto un meccanismo di "costo marginale ideale" in caso di congestioni nella rete di trasmissione elettrica e nella rete di trasporto del gas proveniente dal giacimento di Camisea: è stato introdotto un *cap* sui costi di generazione, fissato dal Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie a 100 dollari statunitensi/MWh. I costi supplementari sostenuti dei generatori saranno totalmente rimborsati sulla base dei calcoli mensilmente elaborati da Osinerghmin.

Regolamentazione delle aste

Nel marzo 2009 è stato approvato il Decreto Supremo 020-2009, che modifica il regolamento delle aste per la fornitura di elettricità. Le principali modifiche riguardano i principi per la definizione delle regole delle singole aste, nonché le modalità e le condizioni di presentazione delle offerte da parte dei generatori.

Liberalizzazione del mercato *retail*

Tramite il "*Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad*" approvato nel mese di aprile 2009, il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha modificato i criteri per l'individuazione dei clienti liberi: la soglia, inizialmente fissata a 1 MW, viene aumentata a 2,5 MW, prevedendo pertanto che tutti i clienti con consumi superiori a tale ultima soglia siano considerati liberi. Viene peraltro introdotta una nuova categoria di clienti (tra 0,2 e 2,5 MW) cui è riconosciuta facoltà di optare tra i due regimi.

Francia

TaRTAM e post-TaRTAM

La legge del 21 gennaio 2008, che ha modificato gli artt. 66 e seguenti della legge di programma del 13 luglio 2005, permette ai consumatori residenziali, in funzione della loro situazione, di accedere alle tariffe regolamentate per le nuove connessioni anteriori al 1° luglio 2010 e di ritornare alle tariffe regolamentate di vendita fino al 30 giugno 2010. Il 4 agosto 2008 il Parlamento francese ha adottato una legge in virtù della quale il sistema delle tariffe di ritorno per i grandi consumatori è prorogato fino al 30 giugno 2010.

La Commissione Europea (DG Comp) ha ritenuto che il sistema delle tariffe di ritorno, almeno nelle formule “gialla” e “verde”, che si applicano a clienti industriali, che quindi godono di un prezzo dell’energia inferiore a quello di mercato, potrebbe costituire un aiuto di Stato e, il 13 giugno 2007, ha aperto un procedimento nei confronti della Francia. A seguito della legge sopra citata, che ha prorogato la durata del regime TaRTAM, la Commissione Europea ha esteso il procedimento di indagine formale.

Nel mese di ottobre 2008 la *Commission de Régulation de l’Energie* (CRE) ha annunciato che i ricavi per finanziare la compensazione ai fornitori per il TaRTAM saranno insufficienti. Pertanto, con la Legge Finanziaria 2008 n. 2008-1443 del 30 dicembre 2008 il contributo massimo delle imprese idroelettriche e nucleari (principalmente EDF) è stato elevato da 1,3 a 3 euro/MWh.

Il 24 aprile 2009 la cosiddetta “Commissione Champsaur”, incaricata nel 2008 di formulare una proposta per il periodo post-TaRTAM, ha pubblicato alcune indicazioni, suggerendo la revisione delle tariffe regolate per i clienti industriali e l’aggiornamento delle tariffe per i piccoli consumatori, per i quali viene introdotta una reversibilità totale dal mercato libero. Nel segmento della generazione, lo stesso documento suggerisce che EDF metta a disposizione dei fornitori alternativi volumi di energia di base (con l’esplicita esclusione degli impianti nucleari di nuova generazione, nei quali Enel detiene una quota partecipativa), da definire con riferimento al portafoglio di clienti previsto in Francia; tali volumi saranno venduti a un prezzo regolato, che permetterà la copertura dei costi operativi e di manutenzione delle centrali.

Il 15 settembre 2009 la Commissione Europea (DG Comp) e il Governo francese hanno raggiunto un accordo che prevede, a fronte della chiusura della procedura contro lo Stato francese su tariffe regolate e TaRTAM, l’adozione di iniziative concrete per l’apertura del mercato. Tra queste, la fine del sistema di “tariffe di ritorno” TaRTAM dal 1° luglio 2010 e lo sviluppo del meccanismo di vendita della base regolata EDF per 15 anni (per volumi massimi annui di 100 TWh); quanto alla regolazione tariffaria, se ne prevede la fine, per le imprese di medie e grandi dimensioni, al 2015 e il mantenimento per i clienti domestici e le piccole imprese.

Coerentemente con quanto previsto dalla normativa vigente, Enel France ha presentato alla CRE la sua richiesta di compensazione per costi associati alla fornitura di energia ai clienti TaRTAM nel 2008, ottenendo in data 23 novembre 2009 il riconoscimento di una compensazione pari a 7,26 milioni di euro, comprensiva dei costi di approvvigionamento, dei costi di commercializzazione e dei costi finanziari.

Aggiornamenti tariffari

Il 5 giugno 2009, in seguito alla consultazione del primo trimestre 2009, i Ministeri dell’Energia e dell’Economia hanno accettato la proposta della CRE per la

definizione di una nuova tariffa di rete "TURPE 3", che è entrata in vigore il 1° agosto e che prevede un'estensione della regolazione basata sulla RAB (*Regulatory Asset Base*) per un periodo di quattro anni. Gli aumenti per il primo anno sono del 3% per la distribuzione e del 2% per il trasporto; nei tre anni successivi, la tariffa di trasmissione aumenterà con l'inflazione maggiorata dello 0,4% e la tariffa di distribuzione con l'inflazione maggiorata dell'1,3%. La tariffa avrà la durata di quattro anni e prevede che le perdite rimangano sul mercato.

Il 12 agosto 2009 è stato pubblicato il decreto applicativo dei Ministeri dell'Energia e dell'Economia sulla TaRTAM che abroga il precedente decreto del 5 gennaio 2007, eliminando le formule di correlazione tra TaRTAM e tariffa regolata integrale. Con lo stesso decreto il livello della TaRTAM è stato mantenuto invariato rispetto all'anno precedente. Il 14 agosto 2009 sono stati pubblicati i decreti contenenti le nuove tariffe regolate per l'energia elettrica per il periodo agosto 2009 - agosto 2010, con aumenti rispetto al periodo agosto 2008 - agosto 2009 compresi tra l'1,9% e il 5% in media. Tenuto conto dell'aumento della tariffa di rete dal 1° agosto 2009, l'aumento medio della parte generazione è compreso tra 0,4 euro/MWh e 2,2 euro/MWh.

Slovacchia

Impianti *must run*

In relazione al regime di compensazione dei costi sostenuti per l'esercizio dei due impianti termici che, in osservanza della clausola di "interesse economico generale", sono obbligati per legge a garantire disponibilità di potenza ed energia, Slovenské elektrárne (SE) ha presentato a URSO (regolatore slovacco) la proposta relativa ai costi previsti per l'anno 2008 per il solo impianto di ENO (Nováky), dato che l'impianto di EVO (Vojany) non rientra tra gli impianti considerati *must-run* a partire dal 2008. La remunerazione per ENO viene definita con una metodologia *price-cap* su base triennale con decisione di URSO. A ottobre 2008 è stata pubblicata da URSO la tariffa di ENO valida per il 2009 (32,472 euro/MWh). Inoltre, è stata corrisposta a SE nel corso del 2008 la quota residua del conguaglio dei *system cost* relativi all'anno 2005. Infine, è stato ottenuto il riconoscimento da URSO della rivalutazione degli *asset* ENO ed EVO effettuata nel 2006 per 30 milioni di euro, da compensare nel periodo 2009-2010.

Ad agosto 2009 è stato definito da URSO il valore del fattore di aggiustamento previsto nella tariffa di remunerazione per ENO ($y=32,6\%$): ciò comporta un valore della tariffa finale per i *system cost* di ENO pari a 40,25 euro/MWh per il 2010.

Il fattore y è determinante per la copertura delle variazioni di prezzo dell'energia sul mercato, del costo del carbone, della remunerazione dei servizi ancillari e per la correzione dei periodi precedenti.

Con la decisione n. 17/2009 il Ministero dell'Economia ha definito i volumi dei servizi ancillari che ENO dovrà fornire nel 2010 (11 MW per la regolazione primaria e 31 MW per la regolazione secondaria).

Wholesale

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

Il *Regulatory Council Export* di URSO ha stabilito di eliminare dal 1° aprile 2009

l'impatto della *export fee* (decisione URSO n. 0304/2009/E del 23 marzo 2009). SE ha richiesto la cancellazione di questa norma sia dalle regole di mercato di cui sopra, sia dal decreto n. 2/2008 dove è ancora presente.

Dal 1° settembre 2009 si è attivato il *market coupling* tra Slovacchia e Repubblica Ceca. Il mercato è gestito da OTE (operatore del mercato elettrico ceco) e dalle società di trasmissione di entrambi i Paesi (CEPS, SEPS). I volumi scambiati sono per il momento ancora poco significativi.

Legge sull'*economic interest*

URSO, attraverso la decisione n. 12/2009/E, ha definito per SE prezzi e volumi di vendita dell'energia per clienti residenziali e per piccole imprese (rispettivamente 60,2802 euro/MWh e 79,1675 euro/MWh per l'anno 2009). SE ha presentato ricorso nei confronti di questa decisione. Il 28 aprile 2009 è stata pubblicata la decisione URSO n. 0001/2010/E che definisce prezzi e volumi per il 2010 (57,90 euro/MWh per volumi fino a 6 TWh).

Emission Trading

Nel corso del 2009 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 3,36 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza pari a circa 5,40 Mton.

Legge di supporto a energie rinnovabili e cogenerazione

Il 19 giugno 2009 è stata approvata dal Parlamento la legge di supporto a energie rinnovabili e cogenerazione che prevede tariffe *feed-in* garantite per 15 anni.

I livelli tariffari saranno definiti attraverso un decreto URSO. Per gli impianti *co-firing* da biomassa, l'incentivo è limitato all'energia prodotta dai primi 10 MW. Il decreto URSO n. 7/2009 (approvato nel mese di settembre 2009) ha definito i prezzi per l'elettricità generata da fonti rinnovabili o con tecnologie cogenerative ad alta efficienza. Il prezzo riconosciuto agli impianti connessi nel 2010 che utilizzino tecnologia *co-firing* è di 126,14 euro/MWh.

Il 18 novembre 2009 la decisione URSO n. 490/2009 ha definito ulteriori dettagli del meccanismo di sostegno alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e precisato, tra l'altro, le condizioni relative alla promozione della biomassa (quantità, metodologie di acquisto, costi riconosciuti ecc.).

Il 28 dicembre 2009 URSO ha qualificato l'impianto EVO per la co-combustione di biomassa.

Romania

Aspetti tariffari

Le tariffe di distribuzione vengono determinate attraverso un sistema che prevede la regolamentazione verso il cliente finale tutelando la profittabilità del distributore e riconoscendo i costi di distribuzione fino a un *cap* tariffario. Per il secondo periodo regolatorio (2008-2012) il WACC è pari al 10% e il fattore di efficienza viene calcolato basandosi sulla media aritmetica ottenuta nel periodo 2005-2007; gli investimenti riconosciuti sono remunerati sulla base di quanto messo in opera su base mensile.

A fine dicembre 2009 il regolatore ANRE ha fissato le tariffe valide per il 2010 per i servizi di distribuzione (Order n. 100/2009); negli stessi giorni ANRE ha definito le tariffe per i clienti finali per il 2010, con aumenti nominali medi del 3,9% (Order n. 102/2009) e le tariffe 2010 per il servizio di fornitura di ultima istanza

per clienti domestici e non (Order n. 103/2009). A breve il regolatore pubblicherà il dettaglio dei costi da riconoscere ai rispettivi distributori.

Vendita ai clienti finali

A seguito della completa liberalizzazione del mercato finale, avvenuta il 1° luglio 2007 coerentemente con le date europee, resta ancora da aggiornare la metodologia di calcolo per le tariffe di vendita ai clienti vincolati (ai quali nel 2008 è stato destinato l'87% delle vendite delle società Enel in Romania). Di conseguenza, anche per il 2009 è stato confermato un margine regolato pari al 2,5% sui costi di acquisto dell'energia fornita agli stessi clienti vincolati. Il portafoglio di approvvigionamento dell'energia destinata ai clienti vincolati, per ciascun fornitore, viene determinato in prezzi e volumi dal regolatore ANRE, con l'obiettivo di ottenere una tariffa finale unica su tutto il territorio nazionale. A seguito dell'assegnazione a fine dicembre 2008 dei portafogli di energia, con i relativi prezzi di acquisto, per ognuna delle società di vendita per l'anno 2009, a inizio settembre del 2009 ANRE ha consentito che, al fine di ottimizzare i ricavi regolati (e consentire così il raggiungimento del margine regolato al 2,5% per il 2009), Enel Energie, Enel Energie Muntenia ed Enel Distributie Banat e Dobrogea procedessero a una riallocazione del portafoglio di approvvigionamento dell'energia destinata alla vendita ai clienti finali e alla copertura delle perdite di rete.

Il 24 dicembre 2009 ANRE ha confermato per il 2010 il margine regolato del 2,5% per le società Enel Energie Muntenia ed Enel Distributie Banat e Dobrogea.

Russia

Apertura del mercato

Nell'ambito della progressiva apertura del mercato stabilita dal Governo russo, a gennaio 2009 è stato superato il limite che stabiliva nel 30% dei volumi non residenziali 2007 la quota di energia elettrica per la vendita sul mercato libero; a luglio 2009 la quota delle vendite a prezzi non regolati è stata ulteriormente incrementata al 50% dei volumi non residenziali. Dal 1° gennaio 2010 tale quota è stata ulteriormente incrementata al 60%. Tali soglie sono coerenti con le previsioni del decreto governativo del 7 aprile 2007, n. 207, che ha stabilito la progressiva liberalizzazione del mercato fino al 100% dei volumi nel 2011, escludendo quelli dei clienti residenziali.

Capacity market

I volumi di capacità venduta liberamente sono in linea con le soglie di liberalizzazione dell'energia elettrica. Attualmente, quindi, il 60% della capacità (al netto dei volumi destinati ai clienti residenziali) è venduta liberamente nell'ambito del mercato di capacità transitorio (in vigore fino al 2010 compreso). Al momento, la capacità può essere venduta mensilmente a prezzi liberi tramite contratti bilaterali o su una Borsa dedicata alla vendita di contratti *forward* di capacità ed energia elettrica (la Borsa Arena ha avviato le contrattazioni per il 2009 a fine dicembre 2008).

Per poter effettuare queste vendite, tuttavia, i generatori devono preliminarmente partecipare all'asta annuale per la selezione di capacità (KOM) che per l'anno 2009 si è tenuta a inizio dicembre 2008 e per l'anno 2010 si è svolta a fine dicembre 2009. A fine novembre 2009 il *Market Council* ha inoltre approvato la metodologia (di tipo *RAB based*) per verificare la congruità delle offerte di prezzo da parte dei nuovi entranti.

Il decreto n. 476 del 2008, che ha fissato le regole del mercato transitorio, prevede che il Ministero dell'Energia elabori le regole per il mercato di capacità a lungo termine (previsto a partire dal 2011); il decreto per il mercato a lungo termine è attualmente in discussione presso i Ministeri competenti e la sua approvazione è prevista per il primo trimestre 2010. Il modello in discussione (la cui una bozza è stata resa pubblica a fine estate) prevede che:

- > l'asta per la selezione di capacità venga svolta dal *System Operator* con quattro anni di anticipo rispetto al periodo di consegna, per consentire la realizzazione di nuovi investimenti;
- > la capacità venga selezionata in base alle offerte di prezzo (rubli/MW/mese), per coprire la domanda di picco attesa, più un coefficiente di riserva fissato dal *System Operator*;
- > la capacità selezionata riceva il prezzo marginale dell'asta; tuttavia, impianti esistenti e nuovi saranno soggetti a un *bid cap*;
- > il periodo di consegna previsto per la capacità selezionata sia di un anno per gli impianti esistenti, dieci per i nuovi (con indicizzazione annua all'inflazione del prezzo di capacità);
- > gli investimenti obbligatori (*capacity contract*), così come i progetti nucleari e idroelettrici prioritari, possano godere di selezione prioritaria (a prescindere dalla domanda effettiva di capacità) e di un pagamento di capacità garantito per la durata del contratto.

In base alle ultime tempistiche annunciate, lo svolgimento delle aste transitorie (per i periodi di consegna dal 2011 al 2014) è previsto per la seconda metà del 2010.

Inoltre, a fine maggio 2009 il *Market Council* ha proposto di modificare lo *standard* dei *capacity contract*, in virtù dei quali gli investitori privati hanno sottoscritto gli obblighi di investimento in nuova capacità, a seguito dell'acquisizione delle Genco da RAO UES (per Enel OGK-5 tali investimenti riguardano i due nuovi cicli combinati degli impianti di Enel OGK 5 di Nevinnomysskaya-GRES e Sredneuralskaya-GRES, per circa 800 MW complessivi). La proposta di modifica prevede un rafforzamento dei controlli sul rispetto degli obblighi, ma garantisce un pagamento pluriennale di capacità (7-10 anni) per le unità costruite in virtù dei contratti. Lo *standard* dei contratti è stata approvato dal *Market Council* il 23 giugno 2009; tuttavia, è prevista una consultazione con i generatori in parallelo all'adozione del mercato di capacità di lungo termine.

Price-cap nel mercato dell'energia

I prezzi liberi sul mercato elettrico all'ingrosso a pronti sono soggetti, dal 9 gennaio 2008, a un *price-cap* che esclude le offerte di prezzo più alte dal calcolo per la formazione del prezzo marginale. La misura è stata rinnovata a inizio 2009, seppur in forma più morbida (il meccanismo è applicabile solo nel caso in cui il prezzo medio giornaliero superi per due giorni consecutivi i livelli massimi dello stesso mese del 2008, corretti per l'incremento degli indici dei costi di combustibile), e poi prolungata fino al 1° maggio 2010 con successive decisioni del *Market Council*.

Inoltre, a seguito del grave incidente avvenuto in agosto nella centrale idroelettrica di Sayano-Shushenskaya in Siberia, il Governo ha dato incarico al *Federal Tariff Service* (FTS) di elaborare proposte per una regolazione straordinaria dei prezzi all'ingrosso in caso di eventi simili (*deficit* di capacità per ragioni tecniche o cause di forza maggiore). Il 14 novembre 2009 il Governo ha adottato il decreto n. 929, che prevede la possibilità di introdurre, per un massimo di 30 giorni, una regolazione straordinaria dei prezzi all'ingrosso, in cui le offerte dei generatori

non possono superare la tariffa regolata e in cui vengono rafforzate le penali sul pagamento di capacità in caso di indisponibilità degli impianti.

Tariffe gas

Il 6 novembre 2008 FTS ha approvato le tariffe semestrali regolate all'ingrosso di gas applicate da Gazprom per il 2009 con una crescita media prevista in linea con le stime del Governo. A seguito della crisi economica, il Governo ha tuttavia ritenuto necessario attuare un aumento più graduale dei prezzi del gas: il 24 dicembre 2008 FTS ha approvato le tariffe per il 2009, prevedendo un adeguamento trimestrale (anziché semestrale) delle tariffe stesse; in particolare, l'aumento previsto per il primo trimestre 2009 è del 5%, del 7% nel secondo e nel terzo trimestre, del 6,2% nel quarto trimestre, con un aumento medio per tutto il 2009 rispetto al 2008 di circa il 16%.

Per il 2010 il Ministero dell'Economia ha annunciato nel mese di luglio 2009 (nell'ambito degli scenari socio-economici utilizzati per la definizione del *budget* federale) una crescita dei prezzi del gas regolato per i clienti industriali del 15% dal 1° gennaio 2010. Lo stesso documento prevede per il 2011 e il 2012 una crescita annua del 15%. Tale aumento, pur non essendo vincolante, presuppone uno slittamento della convergenza dei prezzi del gas ai valori di *net-back* (ossia i prezzi di mercato europei, al netto di costi di trasporto e tasse di esportazione), finora prevista per il 2011. Il 18 dicembre 2009, con delibera n. 440, FTS ha quindi approvato le tariffe regolate all'ingrosso, prevedendo un solo scaglione del 15% per l'anno 2010 (pari a circa il 26% su base annua rispetto alla media 2009).

Tariffe elettriche

Il 27 novembre 2008 sono state pubblicate le tariffe di vendita all'ingrosso di energia elettrica e capacità per l'anno 2009 (decisione n. 272). Le tariffe di Enel OGK-5 sono in linea con gli indicatori di crescita dei costi (combustibile, inflazione) previsti dal Governo; inoltre, l'impianto a carbone di Reftinskaya ha ottenuto un parziale riconoscimento in tariffa degli investimenti di carattere ambientale. Per l'anno 2010 il Governo ha previsto una crescita contenuta delle tariffe regolate dei clienti finali (7,6% per i clienti industriali, 10% per i clienti residenziali), data l'attuale crisi economico-finanziaria. A tal fine FTS ha previsto, per quanto riguarda le tariffe di capacità dei generatori, un *efficiency factor* di circa il 10% applicabile agli OPEX riconosciuti in tariffa (a esclusione delle spese di manutenzione), abbandonando quindi il principio dell'indicizzazione all'inflazione. Il 24 novembre 2009 (decisione n. 326) FTS ha quindi pubblicato le tariffe all'ingrosso per gli impianti di generazione (energia e capacità) per il 2010, con una variazione media rispetto al 2009 pari a:

- > +5% per le OGK (società di generazione all'ingrosso);
- > +9,2% per le TGK (società che raggruppano impianti cogenerativi e generazione locale);
- > -6,4% per RusHydro;
- > -2,2% per Energoatom.

Mentre le tariffe dell'energia elettrica sono cresciute in linea con i costi del combustibile (per Enel OGK-5 circa il 15% in media rispetto alle tariffe 2009), tutti i principali produttori hanno subito un calo delle tariffe di capacità, dovuto all'introduzione dell'*efficiency factor* sopra descritto. Enel OGK-5 ha subito un calo di circa il 2% rispetto al 2009 delle tariffe di capacità, la migliore *performance* tra le OGK, grazie al riconoscimento in tariffa di alcuni investimenti addizionali.

Aggiornamenti antitrust

Il 27 marzo 2009 il FAS di Mosca (Autorità *Antitrust*) ha reso pubblica la decisione presa il 12 marzo 2009 sulla violazione, da parte di Rusenergosbyt, Rusenergosbyt M, Comune di Mosca, Prefetture di Est e Sud-Est di Mosca, della legge sulla protezione della concorrenza per quanto attiene al progetto pilota per un nuovo sistema di fornitura di energia elettrica ai clienti domestici nelle zone di Est e Sud-Est di Mosca. La sentenza è stata aperta su ricorso di RAO Sistemi Energetici dell'Est (azionista di Mosenergosoyt, che è il *Guarantee Supplier* delle aree della città di Mosca in cui Rusenergosbyt M è subentrata nella fornitura). La sentenza è stata sospesa su ricorso di Rusenergosbyt. Nel mese di maggio 2009 le due società hanno raggiunto un accordo per porre fine al problema della doppia fatturazione nei municipi interessati.

Il 3 febbraio 2009 il FAS ha svolto un'audizione con esperti del settore (rappresentanti di aziende e istituzioni coinvolte) sulle problematiche legate allo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas al fine di promuovere l'adozione di regole più efficaci per tale mercato, con particolare attenzione a condizioni trasparenti di accesso alle reti di trasporto.

Grecia*Codice di Rete*

Dal 1° gennaio 2009 sono entrati in vigore alcuni importanti emendamenti al Codice di Rete, tra cui:

- > la definizione di una nuova metodologia per il calcolo del prezzo di Borsa (*System Marginal Price - SMP*) da parte del Gestore di rete;
- > la modifica del meccanismo di distribuzione dei costi di trasmissione a carico degli utenti del sistema, che prevedeva inizialmente la distribuzione del costo totale tra i clienti finali (85%) e i generatori (15%); a partire dal 1° gennaio 2009 il costo di trasmissione è completamente a carico dei clienti con un beneficio netto a carico dei generatori.

Energie rinnovabili**Spagna***Regio decreto n. 1578/08*

Come previsto dal regio decreto n. 1578/08, nel corso del 2009 si sono tenute quattro *convocatorias* per la presentazione di richieste di iscrizione di impianti fotovoltaici nell'apposito registro per la remunerazione. Complessivamente sono stati registrati impianti per un totale di 502 MW, di cui 161 MW relativi a installazioni integrate e 341 MW a installazioni di terra. Per quanto riguarda l'andamento della remunerazione assegnata agli impianti registrati (soggetta a variare in funzione del rapporto tra la capacità corrispondente alle richieste presentate e il tetto di capacità relativi a ogni *convocatoria*), le tariffe *feed-in* si sono mantenute costanti per le installazioni integrate (340 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 320 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW), mentre la *feed-in* per le installazioni di terra si è abbassata dal valore di 320 euro/MWh previsto per la prima *convocatoria* fino a 290,9 euro/MWh per le installazioni registrate nella quarta *convocatoria*.

Il 7 dicembre 2009 il Ministero dell'Industria ha pubblicato l'esito della quarta *convocatoria*. Sulla base delle richieste di registrazione ricevute le tariffe da

applicarsi a partire dal primo trimestre 2010 sono state fissate come segue: per le installazioni integrate, 340 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW (invariate rispetto al periodo precedente) e 311,7 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW; per le installazioni di terra, 281 euro/MWh.

Regio decreto legge n. 6/2009

Il regio decreto legge n. 6/2009 istituisce un nuovo registro amministrativo in cui le nuove installazioni del regime speciale (eccetto quelle fotovoltaiche) dovranno essere iscritte per ricevere la retribuzione prevista dal regio decreto n. 661/2007. In base alla norma:

- > il registro rimarrà aperto fino al raggiungimento del 100% degli obiettivi di potenza installata definiti dalla legge;
- > le installazioni saranno iscritte in base alla data di presentazione della domanda e fino a raggiungimento dell'obiettivo di potenza previsto per ciascuna tecnologia;
- > quando la potenza iscritta supererà l'obiettivo, si estinguerà il regime di remunerazione previsto dal regio decreto n. 661/2007 e per mezzo di regio decreto ne dovrà essere stabilito uno nuovo.

Risoluzione Ministero dell'Industria 19 novembre 2009

Considerato l'elevato numero di richieste di iscrizione nel registro amministrativo per gli impianti del regime speciale ex regio decreto legge n. 6/2009 cui corrisponde una quantità di capacità di generazione che eccede gli obiettivi fissati dal regio decreto n. 661/2007, e valutate le capacità di assorbimento tecnica ed economica del sistema, in virtù di quanto previsto dal regio decreto legge n. 6/2009 il Ministero ha pubblicato l'accordo del Consiglio dei Ministri del 13 novembre 2009 che fissa tetti annui di capacità per la messa in esercizio delle installazioni iscritte.

Argentina

Provvedimenti di incentivo alle rinnovabili

Nel mese di maggio 2009 sono stati assunti due importanti provvedimenti per l'incentivo alla generazione da fonti rinnovabili in Argentina.

Il 15 maggio 2009 è stato approvato il decreto n. 562/2009 che introduce meccanismi quali incentivi fiscali, deprezzamento accelerato e remunerazione incentivante a beneficio dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il 22 maggio 2009 il Governo ha annunciato il programma GENREN (*Generación Renovable*), in base al quale a dicembre 2009 la società nazionale ENARSA ha svolto una gara per l'installazione di 1.000 MW di capacità da fonti rinnovabili, con la possibilità di sottoscrivere contratti di fornitura quindicennali. Ciascun progetto non potrà avere dimensioni superiori a 50 MW. Sono stati introdotti tetti per ciascuna tecnologia partecipante all'asta: maggiore spazio è stato lasciato allo sviluppo della tecnologia eolica, cui sono stati riservati 500 MW.

Bulgaria

Legge di incentivo alle rinnovabili

La legge sulle fonti di energia rinnovabili e alternative e sui biocombustibili ha introdotto in Bulgaria uno schema di incentivo basato su tariffe di *feed-in* garantite e specifiche per fonte e sulla sottoscrizione di contratti di *Power Purchase Agreement*, della durata di 15 anni per l'eolico e fino a 25 anni per il solare, con

Natsionalna Elektricheska Kompania (NEK). A fine marzo 2009 sono state pubblicate le tariffe per impianti rinnovabili eolici pari a circa 97 euro/MWh per le prime 2.250 ore di produzione (+1,6% rispetto all'anno precedente) e a circa 88 euro/MWh (+2,4% rispetto all'anno precedente) per le successive ore.

Brasile

Asta per la produzione di energia eolica

Il 10 febbraio 2009 il Ministero delle Risorse Minerarie ed Energetiche ha pubblicato e sottoposto a procedura di consultazione la *Portaria* n. 52, relativa alla regolamentazione di un'asta di energia eolica per il 2009 che dovrebbe produrre contratti ventennali con produzione dal gennaio 2012 (*Contratos de Energia de Reserva* - CER). Il 28 maggio 2009 il Ministero delle Risorse Minerarie ed Energetiche, tramite la *Portaria* n. 211 e la *Portaria* n. 366, ha definito le procedure dettagliate per l'asta eolica, le condizioni per la qualificazione dei progetti e le caratteristiche dei contratti ventennali che saranno stipulati a valle della procedura d'asta.

L'asta si è svolta il 14 dicembre 2009, con un prezzo di chiusura di 148,39 real/MWh (59,71 euro/MWh) e 1.800 MW assegnati su 10.000 MW partecipanti.

Instrução Normativa n. 7

Il 13 aprile 2009 l'*Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais* (IBAMA) ha pubblicato la *Instrução Normativa n. 7*, che stabilisce che, al fine di ottenere l'autorizzazione ambientale, gli impianti di produzione elettrica a carbone e olio combustibile dovranno predisporre un piano per la mitigazione delle emissioni di CO₂ (progetti di riforestazione, generazione da fonti rinnovabili ed efficienza energetica).

Elaborazione di una normativa generale sulle fonti rinnovabili

Nel mese di giugno 2009 è stata creata una Commissione Parlamentare Speciale per le Fonti Rinnovabili di Energia, al fine di analizzare 16 progetti di legge su questo tema e consolidarli in un'unica legislazione.

I progetti sono stati protocollati a partire dal 2003 e comprendono proposte quali la creazione di un fondo dedicato a incentivare la ricerca e la generazione da fonti rinnovabili, le modifiche al Proinfa (*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia*) e l'introduzione di incentivi fiscali per l'acquisto degli impianti.

Uno dei progetti di legge analizzati è il n. 630/2003, che prevede la creazione di un fondo per finanziare la ricerca e incentivare la produzione di elettricità a partire da fonti rinnovabili. La nuova legislazione brasiliana sulle fonti rinnovabili dovrebbe prevedere l'obbligo per i distributori di acquisire almeno 600 MW annui da fonti rinnovabili (equamente divisi tra eolica, biomassa e mini-idroelettrico) per un periodo di dieci anni a partire dal 2011, con contratti di fornitura ventennali selezionati secondo il criterio della tariffa più bassa.

Cile

Legge di supporto a energie rinnovabili

Il 1° dicembre 2009 la CNE (*Comisión Nacional de Energía*) ha pubblicato il regolamento di attuazione della legge n. 20257 del 1° aprile 2008 sulla promozione dell'energia generata da fonti rinnovabili non convenzionali (c.d. ERNC), che definisce una quota obbligatoria e introduce un meccanismo

di certificati trasferibili. A partire dal 1° gennaio 2010 e fino al 2014 entrerà in vigore l'obbligo di certificare che il 5% dell'energia destinata alla vendita ai distributori o ai clienti finali sia prodotto da ERNC. La quota è destinata a crescere dello 0,5% annuo a partire dal 2015 fino a raggiungere il 10% nel 2024. Il regolamento prevede regole dettagliate per l'individuazione delle fonti rinnovabili che consentono di rispettare gli obblighi definiti dalla legge e dei contratti di fornitura da cui discendono tali obblighi; esso istituisce inoltre un registro delle fonti rinnovabili, che dovrà essere realizzato e gestito in modo coordinato dalla Direzione Tariffe (*Dirección de Peajes*) dei due CDEC (*Centro de Despacho Económico de Carga*) del Paese. Tale registro dovrà contenere l'elenco delle unità di generazione rinnovabili, la quantità di energia da queste prodotta, gli scambi degli eccedenti di energia rinnovabile tra imprese e le penali pagate per il mancato rispetto della legge.

Francia

Legge a supporto dell'energia rinnovabile

Nel mese di luglio 2009 il Parlamento ha approvato la legge *Grenelle de l'Environnement*, promulgata il 3 agosto 2009. I principali impegni sul piano energetico che discendono dal testo di legge riguardano l'aumento dell'efficienza energetica nei consumi finali e lo sviluppo delle energie rinnovabili, con la fissazione dell'obiettivo del 23% di copertura dei consumi energetici entro il 2020.

La legge "Grenelle 2", che svilupperà quanto disposto dalla legge "Grenelle 1" modificando la legislazione precedente, è stata approvata dal Senato l'8 ottobre 2009 e dovrebbe essere adottata ufficialmente entro la prima metà del 2010. Alcune delle novità introdotte dalla "Grenelle 2" hanno una diretta incidenza sui settori energetici: tra queste, l'elaborazione di schemi regionali sulle procedure per la connessione alla rete delle fonti rinnovabili, l'estensione degli obblighi di efficienza energetica ai distributori di carburanti, la predisposizione di un quadro normativo sulla tecnologia CCS, l'estensione del beneficio di *obligation d'achat* alle amministrazioni locali e l'individuazione dell'obiettivo per lo sviluppo della capacità eolica entro il 2020 a 25.000 MW (la produzione eolica *on-shore* entrante nel 2009 gode attualmente di tariffe di vendita di circa 86 euro/MWh).

Grecia

Legge di incentivo agli investimenti

Il 6 marzo 2009 sono stati apportati alcuni emendamenti alla legge di incentivo agli investimenti che prevedono, tra l'altro, l'eliminazione della possibilità di beneficiare dei *grant* per gli impianti fotovoltaici con potenza installata maggiore di 2 MW. Sono comunque fatte salve le richieste inoltrate alle autorità competenti precedentemente all'entrata in vigore della legge.

Legge di supporto a energie rinnovabili

Nell'ambito del sistema greco di incentivo alla generazione da fonti rinnovabili (basato sulla legge n. 2368/2006) – che prevede un meccanismo di tariffe di *feed in* differenziate per fonte e aggiornate annualmente – è stato introdotto un nuovo regime per la produzione da solare fotovoltaico (legge n. 3734/2009), con la definizione di nuove tariffe garantite per vent'anni e assegnate in funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto. I progetti fotovoltaici per i quali siano stati sottoscritti contratti di vendita prima dell'entrata in vigore di questa legge possono aderire al nuovo livello tariffario.

Nel mese di giugno 2009 il Governo ha adottato una serie di misure specifiche con riferimento al regime di incentivo previsto per gli impianti fotovoltaici residenziali. In particolare, gli impianti fino a 10 kW installati sui tetti di edifici nel sistema peninsulare beneficeranno di una tariffa pari a 550 euro/MWh garantita per vent'anni e indicizzata al 25% dell'inflazione. Con specifico riferimento ai citati impianti sono previste agevolazioni ed esenzioni al regime fiscale applicabile alle vendite di energia.

Nel mese di novembre il Governo ha annunciato che nel 2010 definirà un nuovo meccanismo per la promozione delle fonti rinnovabili. È stata inoltre annunciata l'elaborazione di un nuovo quadro normativo destinato ad agevolare le procedure di autorizzazione degli impianti che producono energia da fonti rinnovabili.

Messico

Legge di supporto a energie rinnovabili

Nel mese di ottobre 2008 è stata approvata una nuova legge quadro per la promozione delle fonti rinnovabili di energia, che prevede la creazione di un fondo dedicato e l'introduzione di un nuovo sistema di *feed-in*. Attualmente è in corso di approvazione la legislazione secondaria di sviluppo della legge quadro e la definizione delle regole tecniche da parte di SENER (*Secretaría de Energía*) e CRE (*Comisión Reguladora de Energía*).

Il 22 giugno 2009 la CRE ha diffuso la bozza di regolamento della legge di promozione delle energie rinnovabili, pubblicata in via definitiva sul *Diario Oficial de la Federación* il 2 settembre 2009. Inoltre, il 7 luglio 2009 la SENER ha formalmente presentato la strategia nazionale di transizione energetica e uso sostenibile dell'energia.

Panama

Resolución de Gabinete n. 101

Il 23 agosto 2009 è stata approvata la *Resolución de Gabinete n. 101*, in base alla quale l'ANAM (*Autoridad Nacional del Ambiente*) avrà il potere di aggiornare le tariffe per lo sfruttamento delle risorse idriche ai fini di generazione elettrica, fissandole a un livello non inferiore a 20 dollari statunitensi/MWh. La somma così raccolta contribuirà a finanziare uno sconto (tra il 16% e il 25%) per i clienti con consumi inferiori a 500 kWh mensili, che le società di distribuzione Electra Noreste ed Edemet-Edechí dovranno accordare per i consumi dei mesi da settembre a dicembre 2009.

La risoluzione n. 101 apre inoltre la strada a una possibile revisione della regolazione del settore elettrico, prevedendo che la Segreteria dell'Energia e l'Autorità di regolazione ASEP possano completamente rivedere la legge n. 6 del 1997 attualmente in vigore e che l'Autorità *Antitrust* monitori la situazione concorrenziale del mercato elettrico della generazione e adotti misure per contrastare comportamenti monopolistici.

A settembre 2009 il Governo ha presentato una proposta per la revisione della legge n. 6 del 1997. Tale proposta prevede che sia la società di trasmissione ETESA a svolgere le aste per l'approvvigionamento di energia da parte delle società di distribuzione, cui successivamente dovrebbero essere trasferiti i contratti con i produttori.

Perù

Legge di supporto a energie rinnovabili

Coerentemente con quanto già annunciato nel mese di giugno, il 15 settembre 2009 il Ministero dell'Energia e delle Risorse Minerarie ha pubblicato il *"Proyecto de Bases para la Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables"*. In base a questo documento – che attua la legge di promozione delle fonti rinnovabili di energia (decreto legislativo n. 1002 del maggio 2008) – i progetti di generazione che parteciperanno alla prossima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili dovranno entrare in esercizio non oltre il 31 dicembre 2009. La produzione messa all'asta (1,31 GWh annui, per 500 MW) potrà essere assegnata a quattro tecnologie rinnovabili.

L'asta consentirà di assegnare contratti per la fornitura di energia nel SEIN (*Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*) a una tariffa garantita per 20 anni.

La prima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili nel Perù, inizialmente prevista per il mese di ottobre 2009, è stata posticipata a causa di ritardi nelle fasi di studio economico e di simulazione del dispacciamento. La sua gestione sarà affidata al regolatore Osinerghmin (*Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*).

Le regole della nuova asta sono state approvate dal Ministero dell'Energia e delle Risorse Minerarie attraverso la risoluzione n. 078-2009.

Romania

Legge di supporto a energie rinnovabili

A novembre 2008 è stata approvata una nuova legge per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili, che conferma i meccanismi di supporto alle energie rinnovabili introdotti dalla legge del 2005 (obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità e sistema di certificati trasferibili, che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato). Gli impianti rinnovabili ritenuti idonei beneficeranno per 15 anni del certificato verde; in particolare, sono concessi 2 certificati per ogni MWh prodotto da impianti eolici fino al 2015 e vengono stabiliti i valori minimo e massimo del certificato verde, rispettivamente pari a 27 e 55 euro/MWh.

Il Ministero dell'Economia ha attivato il processo di notifica presso la Commissione della legge nella versione attualmente in vigore.

USA

Legge di supporto a energie rinnovabili

Negli Stati Uniti non esiste un meccanismo di incentivazione tariffaria alle fonti rinnovabili di energia a livello federale. A oggi 30 Stati hanno adottato un meccanismo di quote obbligatorie in capo ai fornitori di energia (*Renewable Portfolio Standard - RPS*), accompagnato da certificati trasferibili per attestare il rispetto dell'obbligo; al fine di adempiere all'obbligo, i fornitori bandiscono aste per la sottoscrizione di contratti a lungo termine (10-15 anni) per l'acquisto di energia certificata. Parallelamente, continua al Congresso la discussione su una bozza di provvedimento per individuare un meccanismo RPS a supporto del rinnovabile ma da applicarsi obbligatoriamente a livello federale. Negli ultimi mesi le discussioni in materia di RPS e abbattimento di emissioni CO₂ sono state inserite nel più ampio dibattito del provvedimento in materia di energia e clima (HR 2454 - *American Clean Energy and Security Act of 2009*) approvato

definitivamente dalla Camera il 26 giugno 2009. Tale provvedimento è attualmente in discussione al Senato. Contemporaneamente, il Comitato *Environment and Public Works* del Senato ha approvato l'*American Clean Energy Leadership Act* (S. 1462) che promuove un sistema RPS simile a quello proposto dal provvedimento HR 2454.

Recovery Plan

Il 17 febbraio 2009 il Presidente Obama ha ratificato il provvedimento adottato dal Congresso Americano il 12 febbraio 2009 relativo al piano da 787 miliardi di dollari destinato a stimolare l'economia (*stimulus bill*).

Il piano di aiuti all'economia prevede, tra le altre misure, lo stanziamento di circa 60 miliardi di dollari per il settore energetico, di cui 11 miliardi di dollari saranno impiegati per progetti di sviluppo infrastrutturale delle reti elettriche destinati, tra l'altro, a ridurre i costi di congestione. Il piano approvato da Camera e Senato prevede anche specifici meccanismi di incentivo alle rinnovabili, tra cui la previsione di meccanismi di sostegno agli investimenti noti come *Investment Tax Credit* (ITC) e la conferma dell'estensione dell'applicabilità della *Production Tax Credit* (PTC), posticipando la data di scadenza delle agevolazioni al 2012 per l'eolico e al 2013 per il geotermoelettrico, l'idroelettrico incrementale e le biomasse.

