

- > remunerazione per gli investimenti in impianti in servizio da 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.

A seguito del Regio Decreto Legge n. 9/2013, per la prima categoria, l'ammontare riconosciuto è pari a 10.000 euro/MW annui per con un raddoppiamento del periodo rimanente inizialmente fissato a 10 anni ma verrà eliminato per gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 1° gennaio 2016; per la seconda è pari a 7.875 euro/MW annui per 10 anni; per la terza ed ultima categoria è pari a 5.150 euro/MW annui per impianti a ciclo combinato (CCGT), carbone, *fuel-gas* ed 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.

A seguito della riforma di luglio 2013, si attende l'adozione di un Regio Decreto volto a regolare i meccanismi di remunerazione della capacità e la pratica del *mothballing* e a cambiare lo schema di remunerazione del *capacity mechanism*. Le linee generali del nuovo meccanismo prevedono:

- > l'assegnazione dell'incentivo agli investimenti mediante aste, qualora si prevedano rischi di adeguatezza;
- > la restrizione del meccanismo di disponibilità ai soli cicli combinati e impianti a carbone con una remunerazione proporzionale alla capacità termica oraria disponibile ed uno schema di penalità per le indisponibilità. Questo meccanismo sarà finanziato dai produttori in proporzione al loro contributo di programmabilità al picco di domanda.

Mercato al dettaglio. Tariffa di ultima istanza e *bono 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 (prima *Tarifa de Ultimo Recurso* o TUR, ora sostituita dal *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* o PVPC), la quale rimane regolata e stabilita dal Governo e la cui componente energia si determina mediante aste trimestrali (Cesur).

In base a quanto prescritto dal Regio Decreto n. 485/2009, il Ministero fissa la tariffa di ultima istanza applicata dai fornitori di ultima istanza. Il Regio Decreto individuava inoltre le imprese, tra cui Endesa, con risorse e mezzi sufficienti per svolgere il ruolo di fornitori di ultima istanza.

Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 ha inoltre previsto una misura di carattere sociale, il *bono social*, a cui possono ricorrere, a partire dal 1° luglio 2009, tutti i clienti che presentano determinate condizioni economiche stabilite dal decreto stesso. Il *bono social* corrispondeva alla differenza tra la TUR, ora PVPC, ed una tariffa di riferimento. Il *bono social* è applicato al cliente finale dalla società di vendita ed il relativo costo era stato fissato a carico delle società di generazione in base a percentuali stabilite dal governo. Con sentenza del 7 febbraio 2012 il Tribunale Supremo ha stabilito che il costo del *bono social* non debba essere finanziato dalle aziende elettriche. In applicazione di tale sentenza mediante l'ordine ministeriale IET/843/2012 del 25 aprile 2012, è stato modificato il sistema di *settlement* e stabilito il finanziamento del meccanismo attraverso la tariffa di accesso.

A seguito della riforma di luglio 2013, si attende l'adozione di un Regio Decreto volto a regolare il mercato della vendita al dettaglio, un Regio Decreto di riforma del meccanismo

di fissazione della quota energia del PVPC ed un Regio Decreto di riforma del meccanismo di *bono social*, recanti le seguenti rilevanti misure:

- > la definizione della quota energia della tariffa regolata legata all'andamento del prezzo di borsa con abolizione del meccanismo di aste Cesur;
- > la possibilità di ampliamento del numero dei *Comercializadores de Ultimo Recurso* (CUR);
- > la reintroduzione del finanziamento del *bono social* a carico delle società o gruppi di società che svolgono attività di generazione, distribuzione e vendita in proporzione alla somma dei punti di connessione e al numero di clienti serviti.

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 (*régimen especial*, fonti rinnovabili, rifiuti e cogenerazione) ed 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 adattamenti 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). Nel corso degli anni le entrate corrispondenti alle tariffe di accesso non sono state sufficienti a remunerare gli effettivi costi regolati di sistema. Tale situazione ha generato 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 ed 1,5 miliardi di euro nel 2012. Il 31 dicembre 2012, con il RDL n. 29/2012, il Governo ha eliminato il limite per l'anno 2012 (consentendo la cartolarizzazione di tutto il *deficit* che verrà generato) ed 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 2013 ha raggiunto i 25 miliardi di euro.

Il *deficit*, sino al 2013 incluso, era ripartito tra cinque imprese elettriche: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa (le quali detengono il 93% del totale), Hidroeléctrica del Cantábrico e E.ON.

Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 ha introdotto 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 mediante il qual si è proceduto a cartolarizzare l'intero ammontare dei *deficit* generati fino all'anno 2012.

Con l'adozione della Ley n. 24/2013, sono stati introdotti una serie di principi di sostenibilità economica e finanziaria del sistema elettrico:

- > gli ingressi del sistema devono essere sufficienti a coprire tutti i costi. Quest'ultimi saranno finanziati mediante le tariffe di accesso e meccanismi finanziari stabiliti dalla normativa ed in parte dal bilancio statale;
- > ogni normativa che implica un aumento dei costi o riduzione degli ingressi dovrà incorporare una compensazione equivalente per garantire l'equilibrio;
- > a partire dal 1° gennaio 2014, eventuali *deficit* annuali non potranno superare gli ingressi annuali del sistema per più del 2,5% (5% in temrini cumulati); inoltre eventuali deficit non compensati con aumenti tariffari saranno finanziati da tutti gli operatori soggetti alle liquidazioni in modo proporzionale ai proprio diritti di credito;
- > in ogni caso se la tariffa di accesso include partite corrispondenti a deficit pregressi i livelli tariffari non potranno essere rivisti al ribasso.

Il sistema elettrico insulare ed extrapeninsulare

L'articolo 12 della legge del settore elettrico prevede che l'attività di fornitura di energia elettrica effettuata nelle regioni insulari ed extrapeninsulari (Canarie e Baleari) sono soggetti 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. Tale remunerazione è stata determinata in modo da coprire i costi dell'attività e il rendimento sul capitale investito. Per ottenere la relativa tariffa complessiva, ai generatori è riconosciuta, in aggiunta al prezzo di mercato dell'energia venduta, l'indennità corrispondente alla differenza tra tali valori.

Il finanziamento di tale indennità, a partire dal 2013, sarebbe dovuto passare dagli introiti derivanti dal sistema elettrico a carico del bilancio dello Stato. Tuttavia, nel periodo transitorio 2009-2013, il Regio Decreto Legge n. 6/2009 aveva definito un sistema misto, in cui il finanziamento alla generazione extrapeninsulare sia doveva essere garantito con una quota crescente da parte del bilancio generale dello Stato e decrescente a carico del sistema elettrico. Il Regio Decreto Legge n. 9/2013 ha poi fissato al 50% il contributo del bilancio statale, ma la *Ley* n. 24/2013 ha derogato eccezionalmente per l'anno 2013 assegnando nuovamente l'intero finanziamento al *settlement* del sistema elettrico.

A seguito della riforma di luglio 2013 si attende l'adozione di un Regio Decreto che riformerà in modo sostanziale lo schema retributivo, introducendo meccanismi competitivi (aste) per la determinazione della remunerazione dei costi del combustibile, modificando i valori di riferimento per i costi di logistica e circoscrivendo la remunerazione a quegli impianti la cui vita utile regolatoria non abbia superato i 25 anni. La legge 24/2013 ha poi stabilito per il primo periodo regolatorio (fino a fine 2019) la remunerazione i costi fissi con uno *spread* di 200 punti base rispetto al rendimento della media dei due anni precedenti dei Titoli di Stato.

Sempre in riferimento ai sistemi elettrici insulari, il 30 ottobre 2013 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la Legge n.17/2013 per la sicurezza delle forniture e la promozione della concorrenza nei sistemi elettrici insulari ed extrapeninsulari. I principali aspetti della legge sono:

- > promozione della capacità di generazione più efficiente: si autorizza la concessione del regime remunerativo del SEIE (oggi relativo alla generazione nel territorio extrapeninsulare) a nuovi impianti per ragioni di efficienza e sicurezza degli

- approvvigionamenti, precedentemente circoscritta ai casi di non soddisfacimento dell'indice di copertura della domanda;
- > incentivo all'entrata di nuovi operatori: gli operatori detentori di più del 40% della potenza installata non potranno beneficiare del regime remunerativo del SEIE o di incentivi per nuovi impianti. Sono previste eccezioni per gli impianti rinnovabili che hanno vinto procedure concorsuali, che dispongono dell'autorizzazione o iscritte al registro di pre-assegnazione e per investimenti di modernizzazione o miglioramento dell'efficienza che non suppongano un aumento di capacità o per i quali nessun altro agente abbia manifestato interesse;
 - > si stabilisce che la titolarità degli impianti di pompaggio, aventi finalità di sicurezza della fornitura e del sistema, nonché dell'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, passerà all'operatore di sistema, facendo salva la struttura proprietaria degli impianti già in esercizio. Negli altri casi, i progetti verranno aggiudicati mediante procedure competitive. Nonostante quanto sopra descritto, le imprese che dispongono della concessione di sfruttamento delle risorse idriche o dell'autorizzazione amministrativa ma non ancora dell'autorizzazione ad entrare in esercizio, mantengono la titolarità dietro presentazione e rispetto di un calendario lavori e pagamento di una garanzia pari al 10% dell'investimento. Alla stregua del settore elettrico, gli impianti di rigassificazione passeranno all'operatore di sistema nell'arco di sei mesi;
 - > si abilita il Ministero dell'Energia a stabilire un nuovo meccanismo retributivo per le nuove installazioni, con il fine di ridurre i costi di generazione e le congestioni;
 - > costo del combustibile determinato secondo criteri di concorrenza, trasparenza, obiettività e non discriminazione;
 - > controllo da parte del Ministero e dell'Operatore del Sistema sulla remunerazione degli operatori, che potrà essere ridotta dalla *Dirección General de Política energética y Minas* (DGPE) nel caso in cui si verifichi una riduzione sostanziale della disponibilità o degli indici di qualità degli impianti.

Distribuzione

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

Il Ministero fissava annualmente la remunerazione riconosciuta in base alla proposta del regolatore. L'attualizzazione annuale della remunerazione si calcolava 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 *Real Decreto Ley* n. 13/2012 è intervenuto sulla remunerazione della distribuzione riducendola per l'anno 2012 ed ha prescritto la ridefinizione di un nuovo schema, culminata poi nel pacchetto di misure introdotto con la riforma di luglio 2013. Più nello specifico, il Regio Decreto Legge n. 9/2013 e il Regio Decreto volto a sviluppare la regolazione di dettaglio hanno stabilito:

- > l'introduzione di un periodo transitorio con una remunerazione basata su RAB implicita e legata al rendimento della media degli ultimi tre mesi dei Titoli di Stato più uno *spread* di 100 punti base per il periodo luglio – dicembre 2013 e di 200 punti base per l'anno 2014;
- > l'introduzione di un periodo regolatorio dal fine al 2019 con una remunerazione basata su RAB esplicita e legata al rendimento della media degli ultimi due anni dei Titoli di Stato più uno *spread* di 200 punti base. Il tasso di remunerazione viene definito in termini nominali prima delle tasse mentre i costi di O&M riconosciuti sulla base di valori

(costi) standard corretti con coefficienti di efficienza. Per quanto riguarda i piani d'investimento, si prevede un tetto massimo a livello di sistema pari allo 0,12% del PIL e l'obbligo di approvazione da parte delle Comunità Autonome.

Legge per la creazione della *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*

La Legge n. 3/2013 riforma l'architettura degli organismi di supervisione e regolazione introducendo un modello di convergenza attraverso la creazione di un nuovo organismo, la *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), che incorporerà le funzioni afferenti a diversi enti, tra cui la *Comisión Nacional de la Competencia* (CNC) e il regolatore del settore energetico (CNE). La Commissione avrà, dunque, da un lato funzioni di carattere generale, come la difesa e la promozione della concorrenza, e dall'altro funzioni con carattere specifico su determinati settori e mercati regolati. Rispetto al settore energetico, la CNMC assume le funzioni di supervisione e controllo del settore elettrico e del gas naturale, mentre vengono trasferite al Ministero dell'Energia diverse funzioni, tra cui quella relativa alle operazioni di *settlement* del sistema elettrico. La Commissione è entrata in funzione il 7 ottobre 2013.

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 normativo con un maggior controllo pubblico degli investimenti e un modello retributivo delle attività, che sta evolvendo verso una metodologia di remunerazione basata sul costo medio. In Brasile, i piani per la nuova capacità di generazione sono dettati dal Ministero, 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, 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 sviluppare nel corso del biennio 2013-2014 un mercato dell'energia elettrica basato su un modello *cost-plus*.

Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità sono molto diffusi i 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 (fino a 30 anni) 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 4 anni). Un quadro normativo definito di recente sia in Cile che in Perù, infine, consente ai distributori di sottoscrivere contratti a lungo termine per la vendita nel mercato finale regolato. 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.

Distribuzione e vendita

L'attività di distribuzione si svolge prevalentemente in regime di concessione, con contratti di lungo periodo (dai 30 ai 95 anni ed in alcuni casi 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 svolgere 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. In generale, in tutti i paesi è stata implementata una metodologia di remunerazione delle attività basata sulla RAB e su un tasso di ritorno derivato dal WACC, che garantisce il riconoscimento del capitale investito. 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 o 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**Legge n. 20.701 - Legge sulle concessioni elettriche**

Il 14 ottobre 2013 è stata pubblicata la Legge n. 20.701 sul *Diario Oficial*, con la quale è stato semplificato il processo di rilascio delle concessioni elettriche per lo sviluppo della rete di trasmissione.

Argentina**Risoluzione n. 95/2013 – Nuova metodologia di remunerazione per la generazione**

Il 22 marzo 2013, la *Secretaría de Energía* ha approvato la risoluzione n. 95/2013 che introduce una nuova metodologia di remunerazione dell'attività di generazione elettrica. Il nuovo schema retributivo, applicabile a partire da febbraio 2013, è volto a garantire il recupero dei costi fissi e variabili e la redditività dell'investimento da parte degli operatori. Il nuovo quadro regolamentare prevede, inoltre, successivamente alla scadenza dei contratti esistenti, la gestione da parte di CAMMESA dell'approvvigionamento dei combustibili e del mercato a termine.

Il 27 dicembre 2013 la *Secretaría de Energía* ha approvato la Nota n. 8376, che consente ad Endesa Costanera di posticipare al 2014 lo sconto dei maggiori proventi percepiti nel 2013, a causa della sovrapposizione della delibera n. 95/2013 con i ricavi derivanti dai contratti di Disponibilità della centrale Costanera.

Inoltre, il 30 dicembre 2013, CAMMESA ha comunicato gli importi relativi al Contratto di Disponibilità dei cicli combinati di Costanera, permettendo la loro contabilizzazione fiscale nel 2013.

Risoluzione n. 250/2013 – Approvazione ricavi MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos) e riconoscimento compensazione con debiti derivanti dal meccanismo PUREE

Il 7 maggio 2013 la *Secretaría de Energía* ha approvato la Risoluzione n. 250/2013 che determina il valore residuo del credito MMC (aggiornamento tariffario previsto nel 2006 e solo parzialmente implementato) e permette la sua compensazione fino a febbraio 2013 con il debito corrispondente al programma PUREE (meccanismo di premi/penalità per incentivazione efficienza energetica creato attraverso la Risoluzione n. 745/2005) e con altri debiti di Edesur nei confronti del sistema. Il saldo risultante sarà destinato ad un fondo specifico creato nel novembre 2012 per finanziare investimenti sulla rete di distribuzione. Inoltre, la *Secretaría de Energía*, mediante la Nota n. 6852 del 6 novembre 2013, ha prorogato la compensazione da marzo 2013 a settembre 2013.

Estensione della legge d'emergenza

L'11 ottobre 2013 il Parlamento ha approvato la proroga di due anni della legge d'emergenza, *Ley n. 26.896*, la quale permette al Governo di controllare le tariffe finali ed utilizzare le risoluzioni amministrative per introdurre eccezioni alle leggi sul settore elettrico ed ai contratti di concessione.

Cargo tariffario

Il 23 novembre 2012 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.

Il 3 gennaio 2014 il *Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios* ha approvato la Risoluzione n. 3/2014 mediante la quale si rende necessaria l'autorizzazione della *Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión* per la realizzazione di investimenti dal fondo Focede.

Risoluzione n. 1/2014 – Multe straordinarie per la sospensione della fornitura

Il 3 gennaio 2014 l'Autorità di regolazione nazionale (ENRE) ha approvato la Risoluzione n. 1/2014 con la quale definisce la metodologia per la determinazione degli importi delle multe straordinarie che EDESUR dovrà corrispondere agli utenti interessati dalla sospensione della fornitura che ha colpito la città di Buenos Aires nelle ultime settimane di dicembre ed i primi giorni di gennaio.

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 venti *Generation Companies*), sono stati acquisiti sia da investitori nazionali che stranieri (oltre 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 2011 e 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 dieci anni. Enel OGK-5 nel 2011 ha messo in esercizio due nuovi cicli combinati a gas, rispettivamente i gruppi di Nevinnomiskaya e Sredneuralskaya (410 MW ciascuno), che godono di tale regime di remunerazione agevolato DPM.

Nel corso del 2011 sono stati costituiti dei gruppi di lavoro, formati da esperti incaricati dal Governo ed operatori del settore (tra cui Enel OGK-5), con l'obiettivo di preparare una proposta di riforma del mercato dell'energia. All'inizio del 2013 è stata avanzata una proposta di modifica del disegno di mercato elettrico che prevede il passaggio da un mercato centralizzato di capacità ed energia ad un sistema di contratti bilaterali senza remunerazione separata per la capacità, preservando i contratti DPM già esistenti (lista di nuovi impianti individuati dal governo esclusa dal mercato della capacità). La prima versione della suddetta riforma è stata discussa dal Governo nel mese di marzo 2013 e si prevede la presentazione di una seconda versione a cavallo tra il terzo e il quarto trimestre 2013, che è stata posticipata alla seconda metà del 2014. Mentre la prima metà dell'anno 2014 sarà dedicata alla revisione del mercato del calore.

Garanzie finanziarie nel mercato all'ingrosso

Con l'ordinanza del *Market Council*, approvata il 21 febbraio 2013, è stato introdotto l'obbligo da parte degli operatori di fornire garanzie finanziarie nel mercato all'ingrosso (mercato del giorno prima e del bilanciamento). Il meccanismo prevede un sistema di monitoraggio svolto da un'Autorità centrale (ZFR) che garantisce la disciplina e le tempistiche dei pagamenti.

Decreto n. 511 - La strategia per lo sviluppo delle reti

Il 9 aprile 2013 è stato pubblicato il Decreto n. 511 "sulla strategia di sviluppo delle reti" che, tra le varie disposizioni, contiene le seguenti misure:

- > le componenti volte alla remunerazione delle reti di trasmissione e di distribuzione non potranno superare il 40% della tariffa finale;
- > eliminazione dei sussidi incrociati entro il 2022;
- > introduzione della possibilità di diversificare su base regionale la tariffa di trasmissione applicabile ai grandi clienti industriali;
- > privatizzazione di alcune società operanti le reti di distribuzione da affidare mediante asta. La cessione del controllo di una delle compagnie di distribuzione, MRSK, avverrà nel 2014;
- > a partire dal 2014 introduzione di un *bonus* sociale per una fascia di consumatori vulnerabili da definire mediante futuri decreti.

Decreto 449 - Nuovo schema per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili

Il 28 maggio 2013 è stato pubblicato il Decreto Governativo n. 449 "sulla promozione della produzione da energia rinnovabile nel mercato all'ingrosso". Il quadro normativo prevede una remunerazione simile al sistema di *capacity payment* disponibile per gli impianti termici (DPM) con dei limiti di volume di energia incentivabile suddivisi per tecnologia.

L'assegnazione della remunerazione avviene mediante aste, la prima delle quali svoltasi a settembre, sulla base del costo minimo di capitale dichiarato cui si applica un tetto massimo stabilito dal Governo.

Modifiche del codice tributario

Sono state approvate le modifiche alle tariffe MET (tassa per l'estrazione) per il petrolio e il gas. La nuova formula per il gas sarà implementata a partire dal 1° luglio 2014 ed apporterà maggiore chiarezza alla normativa fiscale del settore.

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 Suppliers*, 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, lo *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 il cambio del fornitore da parte del cliente finale (c.d. *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*.

Slovacchia

Aspetti generali

Il mercato all'ingrosso è completamente liberalizzato, caratterizzato da una crescente liquidità grazie a piattaforme di *trading* regionali, trasparenti e ben funzionanti. Il progetto di *market coupling* Slovacchia - Repubblica Ceca - Ungheria contribuisce al miglioramento delle condizioni necessarie per l'aumento della liquidità e di bilanciamento a breve termine. Più della metà dell'energia elettrica prodotta in Slovacchia proviene da fonte nucleare, seguita da quella termica e idroelettrica. La lignite, invece, è l'unico combustibile fossile domestico utilizzato per la produzione di energia elettrica. Questo è il motivo per cui il suo utilizzo è considerato di "Interesse Economico Generale" (IEG) e regolato mediante un regime speciale in cui opera la centrale termoelettrica Nováky (ENO). Lo schema retributivo è valido fino al 2020 e l'Autorità (URSO) provvede al riconoscimento dei costi sostenuti dall'impianto mediante un decreto annuale.

La regolazione della generazione da fonti rinnovabili è stata riformata profondamente con l'adozione della Legge n. 309/2009. Il meccanismo di supporto si basa su *feed-in tariff* garantite per 15 anni. Si attende, nel corso del 2014, un'ulteriore modifica della Legge n. 309/2009 accompagnata da una possibile introduzione di un Acquirente Unico.

Tutti i clienti hanno diritto a scegliere il proprio fornitore e il mercato è completamente liberalizzato dal 2007. I prezzi finali ai clienti residenziali e le piccole e medie imprese sono ancora regolati dall'Autorità (URSO).

Decreto sulla regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Il Decreto URSO n. 221/2013 sulla regolamentazione del settore elettrico è stato definitivamente approvato nel luglio 2013. Le principali tematiche possono essere riassunte come segue:

- > relativamente agli oneri di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (*G-component*), è stata introdotta una tassa di accesso a carico dei generatori connessi alle reti di trasmissione o distribuzione. Gli oneri sono stati fissati per un massimo di 0,5 euro/MWh per i generatori connessi alla rete TSO e per il valore calcolato al 30% della capacità riservata per i generatori connessi alla rete DSO;
- > da tale meccanismo sono stati esentati i fornitori di servizi ausiliari o fornitori di energia elettrica alle reti TSO, nonché gli impianti idroelettrici con capacità installata inferiore a 5 MW;

- > per quanto riguarda il *must run* dell'impianto ENO, i costi variabili associati direttamente all'acquisto di lignite, l'acquisto di quote di emissione di CO₂ e di altri costi (acqua, nafta, altri additivi) saranno considerati come costi ammissibili e saranno rimborsati. I costi fissi saranno adeguati per il coefficiente di utilizzazione dell'impianto.

Delibera sulla tariffa 2014 per l'impianto ENO

La decisione URSO n. 0014/2014/E è stata pubblicata il 21 novembre 2013. La decisione prevede la tariffa di 63 euro/MWh per l'elettricità prodotta da lignite locale in impianto ENO nel 2014. I ricavi tariffari nel 2014 sono pari a 93 milioni di euro circa.

Romania

La Romania ha introdotto i principi europei di *unbundling* societario il 1° luglio 2007. Pertanto, sono state create società separate per la gestione della rete di distribuzione e per la vendita di energia elettrica con conseguente distinzione delle gestioni amministrativa, contabile e gestionale. Dalla stessa data, tutti i clienti hanno facoltà di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero. Per i clienti che non eserciteranno il diritto di scelta è garantita la continuità del servizio grazie alla fornitura da parte del fornitore implicito. Inoltre, nel giugno 2012 il Governo rumeno ha:

- > recepito il "Terzo Pacchetto Energia" mediante il quale è stato scelto il modello di *Independent System Operator* (ISO) per l'operatore di trasmissione nazionale, è stato deciso di eliminare gradualmente le tariffe regolate per i consumatori finali di gas ed elettricità e sono state introdotte nuove misure volte alla protezione dei consumatori e alla sicurezza degli approvvigionamenti;
- > approvato una legge di riforma della disciplina riguardante l'indipendenza ed i poteri del regolatore energetico (ANRE), che nel suo complesso ne ha incrementato l'autonomia ed i poteri di supervisione sui mercati energetici.

Distribuzione

Le tariffe di distribuzione di energia elettrica sono basate su periodi regolatori pluriennali (primo periodo 2005/2007 di tre anni, successivi periodi di 5 anni) ai quali è applicato un meccanismo di *revenue cap*. I ricavi regolati di distribuzione derivano:

- > dalla remunerazione della RAB "*Regulated Asset Base*" attraverso il WACC;
- > dal riconoscimento di costi operativi e di manutenzione;
- > dal riconoscimento delle perdite di rete;
- > dall'ammortamento regolato dei cespiti.

Nel secondo periodo regolatorio (2008-2012) ai costi operativi controllabili l'Autorità applica un fattore di efficienza non inferiore all'1%; mentre il tasso di rendimento regolato WACC è stato pari al 10% *real pre-tax*. Il *target* di perdite di rete al 2012 è stato pari al 9,5%.

È inoltre definito in tale secondo periodo regolatorio un tetto totale agli incrementi annuali della tariffa di distribuzione pari al 12% (tetto definito in termini reali, al netto dell'inflazione).

L'anno 2013 è stato trattato come *stand alone year* ed il valore delle tariffe è stato aumentato del 5% rispetto ai livelli del 2012. Ad ottobre 2013 è stata approvata e pubblicata nella Gazzetta Ufficiale la nuova metodologia tariffaria per il terzo ciclo regolatorio (2014-2018). Il ritorno regolato è stato fissato all'8,52% con un premio aggiuntivo dello 0,5% per investimenti in contatori intelligenti e condizionato al miglioramento delle perdite di rete in bassa tensione.

Vendita ai clienti regolati

La metodologia di determinazione del prezzo di vendita ai clienti in regime regolamentato prevede come principio base il completo riconoscimento dei costi di acquisto dell'energia in tariffa più un margine del 2,5% sul costo dell'energia. Il regolatore ANRE determina il portafoglio di energia per ciascun fornitore, in termini di prezzi e volumi, con l'obiettivo di ottenere una tariffa regolata finale omogenea su tutto il territorio nazionale.

Per il settore elettrico il processo di liberalizzazione graduale del mercato *retail* si è concluso a dicembre 2013 per i consumatori *business*, mentre per i clienti residenziali si concluderà entro dicembre 2017.

Francia

In Francia Enel svolge attività di commercializzazione di energia elettrica. Il meccanismo regolatorio del mercato francese è stato sostanzialmente modificato dalla legge NOME (*Nouvelle organisation du marché de l'électricité*), i cui principali elementi sono:

- > per i fornitori alternativi accesso a energia di base nucleare a prezzi regolati (cd. ARENH "*Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique*"), per un periodo transitorio di 15 anni, con volumi calcolati annualmente in funzione della quota di generazione nucleare sui consumi totali, con un tetto annuo pari a 100 TWh;
- > i fornitori alternativi possono adattare le richieste di ARENH ogni 6 mesi alle previsioni su volumi e profilo del proprio portafoglio e alla quota di energia nucleare utilizzata per coprirne il consumo;
- > il regolatore francese CRE è responsabile dell'allocazione dei volumi di ARENH ai fornitori alternativi;
- > il gestore della rete di trasmissione francese (RTE) è incaricato di gestire gli scambi dell'energia relativi all'ARENH e un'entità indipendente (*Caisse des Dépôts et Consignation*) è incaricata di gestire i flussi finanziari;
- > il prezzo dell'ARENH è fissato con decreto ministeriale assumendo quale riferimento il livello della TaRTAM (*Tarif Régulé Transitoire d'Ajustement du Marché* - tariffa definita dal Ministero dell'Energia per quei clienti che inizialmente avevano deciso di passare al mercato libero. Il meccanismo dell'ARENH ha sostituito quello della TaRTAM) al 31 dicembre 2010; a partire dal 2013 la responsabilità di determinare il prezzo della ARENH sarà attribuita direttamente alla CRE. Il prezzo ARENH è stato fissato a 40 euro/MWh nel 2010 e a 42 euro/MWh nel 2012 e 2013;
- > entro il primo semestre del 2012, il Ministero ha l'obbligo di definire il quadro regolatorio per lo sviluppo del mercato della capacità, meccanismo che dovrà assicurare la disponibilità degli impianti nei momenti di picco. La partecipazione della capacità di interconnessione a tale mercato non è stata ancora definita, anche se è ipotizzabile che a medio termine vengano esplorate delle forme di partecipazione al mercato.

Il dibattito sulla transizione energetica

Il dibattito sulla transizione energetica preannunciato dal Presidente della Repubblica a settembre 2012 è stato formalmente lanciato il 20 novembre dal Ministro dell'Ecologia e dell'Energia. Al fine di sviluppare delle raccomandazioni da inserire nella legge di programmazione energetica, inizialmente prevista entro il primo semestre 2013, è stato istituito un apposito gruppo di esperti, la cui composizione è avvenuta su indicazione del

Ministro. Attualmente è stata creata una commissione in carico di definire il contenuto della legge sulla transizione da poter presentare all'esame parlamentare a fine 2014.

A prescindere dal dibattito, il Presidente della Repubblica ha dichiarato la riduzione della quota di nucleare nel *mix* di generazione nazionale dal 75% al 50% entro il 2025 e la chiusura della centrale nucleare di Fessenheim nel 2016.

Meccanismo di remunerazione della capacità: Decreto n. 2012-1405

Il 18 dicembre 2012 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto n. 2012-1405 che, come previsto dalla legge NOME, introduce un mercato per la remunerazione della capacità. Il meccanismo prevede un obbligo sui venditori pari ad una percentuale eccedente il picco atteso di fornitura. Tale obbligo può essere soddisfatto acquisendo certificati di capacità sul mercato, attestati dal gestore del sistema (RTE). Si tratta di un meccanismo di tipo ibrido centralizzato-decentralizzato, poiché seppur lascia al gestore del sistema la definizione degli obblighi di adeguatezza, quest'ultima dipenderà anche dalle stime delle quote di vendita dei venditori. Il primo anno di consegna è previsto per il 2016 al fine di coprire il periodo invernale 2016-2017. Nell'arco del 2013 sono state discusse ulteriori regole applicative. .

Divisione Energie Rinnovabili

Bulgaria

Il sistema di incentivazione bulgaro è caratterizzato prevalentemente da *feed-in tariff* differenziate per fonte. Accedono al meccanismo gli impianti eolici *on-shore*, impianti fotovoltaici, idroelettrici con capacità inferiore a 10 MW e infine impianti alimentati a biomassa con capacità inferiore a 5 MW. Con un emendamento alla legge sulle fonti rinnovabili, il Governo ha effettuato le seguenti modifiche:

- > riduzione del periodo di incentivazione da 15 a 12 anni per tutte le fonti ad eccezione del fotovoltaico per i quali è stata prevista una riduzione della durata da 25 a 20 anni;
- > i valori tariffari sono elaborati su base annua (giugno) e rimangono costanti durante l'intero periodo di incentivazione (senza l'applicazione di un'indicizzazione);
- > l'accesso agli incentivi è consentito a partire dalla data di fine lavori.

A marzo 2013, in risposta ad un ricorso presentato da numerosi operatori privati, la Corte Suprema ha revocato una misura introdotta a settembre 2012 che prevedeva il pagamento di un nuovo contributo di accesso alla rete da parte degli impianti di produzione alimentati a fonte rinnovabile. Inoltre, nell'ambito dell'approvazione della legge di bilancio 2014, sono state introdotte due ulteriori misure a carico dei produttori di energia da fonti rinnovabili applicabili da gennaio 2014:

- > tassa del 20% sui profitti derivanti dalla vendita di energia;
- > limite massimo alla quantità di energia da vendere all'operatore nazionale del mercato (NEK) a prezzo preferenziale.

Francia

La generazione da impianti idroelettrici, eolici *on-shore* e *off-shore*, biomassa, biogas, fotovoltaico e geotermico è promossa in Francia attraverso un meccanismo di *feed-in tariff* differenziato per fonte tramite un contratto a lungo termine per una durata pari a 15 anni (geotermico eolico *on-shore* e biomasse) o 20 anni (eolico *off-shore*, fotovoltaico e idroelettrico) e indicizzato all'inflazione. Il fotovoltaico, a differenza delle altre fonti, prevede un meccanismo di incentivazione più articolato in quanto le tariffe variano

trimestralmente sulla base di un coefficiente che misura il livello della domanda di nuove concessioni nel trimestre precedente. Per assicurare il raggiungimento dei *target* programmati per fonte (*Programmation Pluriannuelle des Investissements PPI*), il Governo francese ha promosso l'utilizzo di meccanismi ad asta per lo sviluppo di impianti fotovoltaici a terra con potenza superiore a 100 kW ed impianti eolici *off-shore*. Il sistema francese, inoltre, prevede altre forme di sostegno definite annualmente sulla base delle disponibilità di *budget*, quali l'ammortamento accelerato e le deduzioni fiscali fino al 33% per investimenti nei dipartimenti d'oltremare.

Grecia

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della *feed-in tariff* differenziato per fonte. I livelli dei regimi tariffari delle fonti rinnovabili sono indicizzati annualmente all'indice dei prezzi al consumo greco maggiorato del 25%. Gli incentivi sono assegnati tramite un contratto di lungo termine della durata di 20 anni per tutte le fonti, ad eccezione degli impianti fotovoltaici su tetto con potenza inferiore a 10 kW, i cui contratti hanno una durata di 25 anni. Ad eccezione della fonte solare, le fonti che non usufruiscono di sistemi di supporto locali o europei possono beneficiare di un aumento della tariffa del 15-20%. A maggio 2013, la legge n. 4153/13 ha modificato la tassa applicata sui ricavi degli impianti alimentati da fonte rinnovabile esistenti, pari al 30% per il fotovoltaico ed al 25-30% per le restanti tecnologie. Con tale modifica, la tassa per gli impianti fotovoltaici è passata dal 30% al 37-42% e dal 27% al 34-40%, a seconda della Commercial Operation Date (COD) dell'impianto.

La tassa, introdotta a novembre 2012, ha carattere temporaneo per il periodo luglio 2012-luglio 2014, ma verrà probabilmente estesa per un ulteriore anno.

Inoltre, con la stessa legge, sono state ridefinite:

- > le condizioni autorizzative per i nuovi impianti;
- > i metodi di calcolo per la definizione dell'imposta destinata al finanziamento del meccanismo di supporto alle energie rinnovabili;
- > i valori delle *feed-in tariff* per nuovi impianti fotovoltaici con entrata in esercizio a partire dal primo giugno 2013;
- > la sospensione del rilascio delle autorizzazioni alla connessione e dei Power Purchase Agreement (PPA) per gli impianti fotovoltaici fino alla fine del 2013, prorogata fino al 2014 dalla Legge 4223/2013.

Romania

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le fonti rinnovabili è il sistema dei Certificati Verdi (CV), ad eccezione degli impianti idroelettrici con potenza superiore a 10 MW, i quali non accedono a nessuno schema incentivante. I venditori hanno l'obbligo di acquistare ogni anno una determinata quota di fonte rinnovabile tramite l'acquisto di CV sulla base di obiettivi annuali stabiliti dalla legge come quote di produzione lorda da rinnovabile (8,3% al 2010 fino al 20% al 2020). A causa di un'insufficienza di offerta di certificati sul mercato l'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria ricalcolata a ribasso al fine di equilibrare la domanda e l'offerta. Il valore dei certificati varia sulla base di coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte. In particolare, 2 CV per ogni MWh di produzione da biomassa, geotermica ed eolica fino al 2017 (dopo il 2017 1 CV), 6 CV per ogni MWh di produzione fotovoltaica, 3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica per impianti di nuova costruzione. Tale valore è espresso in euro/CV ed è definito per legge

in un intervallo tra un valore minimo ed un valore massimo (*cap & floor*). In caso di inadempimento, i venditori sono soggetti ad una penale.

A giugno 2013 è stata emessa l'ordinanza (EGO n. 57/2013) di modifica temporanea del meccanismo dei certificati verdi (CV). Tale ordinanza, approvata definitivamente il 17 dicembre 2013, ha stabilito la sospensione per un periodo limitato (dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017) della commercializzazione di parte dei certificati dovuti ai produttori rinnovabili (1 CV/MWh per l'eolico e mini-idro e 2 CV/MWh per il fotovoltaico). I CV trattenuti potranno essere commercializzati gradualmente a partire dal 1° aprile 2017 (per il fotovoltaico e per il mini-idro) o dal 1° gennaio 2018 (per gli impianti eolici) fino a dicembre 2020.

Il 16 dicembre 2013 è stata inoltre pubblicata la Delibera n. 994/2013 che ha ridotto il numero di CV per i nuovi impianti a partire dal 1° gennaio 2014. In particolare, i nuovi coefficienti saranno: 1,5 CV per ogni MWh di produzione eolica fino al 2017 (dopo il 2017 0,75 CV); 3 CV per ogni MWh di produzione fotovoltaica e 2,3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica.

Spagna

Il sistema di incentivazione spagnolo per le fonti rinnovabili, aggiornato dal *Real Decreto* n. 661/2007, era basato prevalentemente su uno schema di *feed-in tariff* e *feed-in premium*, che attribuiva a tutti gli impianti in esercizio, prima del 1° gennaio 2008, la possibilità di optare tra uno dei due schemi incentivanti entro il 1° gennaio 2009. A seguito di tale data l'opzione era congelata per tutto il periodo incentivante. Per quanto riguarda il sistema di *feed-in premium*, il *Regio Decreto* n. 661/2007 prevedeva un intervallo di valore minimo e massimo dell'incentivo (*cap & floor*) differenziato per fonte. A partire dal 28 settembre 2008, con il *Real Decreto* n. 1578/2008, gli impianti fotovoltaici accedono unicamente al sistema di *feed-in tariff* tramite livelli tariffari aggiornati secondo quattro finestre temporali annue (*Convocatorias*) sulla base della potenza registrata nel periodo di riferimento precedente. Entrambe le tariffe sono omnicomprensive e i premi sono adeguati annualmente all'inflazione.

Nel 2009 sono stati stabiliti dei criteri per la costituzione di un pre-registro ai fini dell'accesso al meccanismo di incentivazione per progetti ricadenti nel Regime Speciale. Il *Real Decreto* n. 1/2012, ha da una parte sospeso i procedimenti di "pre-assegnazione" e dall'altra ha soppresso gli incentivi economici per le nuove installazioni da energie rinnovabili, non iscritte nel Registro alla data di entrata in vigore del decreto.

La legge n. 15/2012 ha introdotto una tassa del 7% sull'energia elettrica prodotta da qualsiasi tipo di tecnologia ed un canone del 22% per l'utilizzo delle acque per la produzione di energia elettrica (ridotto del 90% per le installazioni di potenza inferiore a 50 MW).

Il *Real Decreto* n. 2/2013 ha eliminato l'opzione di remunerazione basata sul prezzo di mercato più *feed-in premium*, lasciando solo la possibilità della *feed-in tariff* (prezzo energia incluso) o il prezzo di mercato, senza *premium* ed ha modificato il riferimento dell'indicizzazione della *feed-in tariff* per le rinnovabili e la cogenerazione.

Il *Real Decreto* n.9/2013, emesso a luglio 2013, nell'ambito della riforma del settore elettrico ha introdotto numerosi cambiamenti. Per le energie rinnovabili e la cogenerazione, la remunerazione è passata da una *feed-in tariff* ad una remunerazione rappresentata dal prezzo di mercato, a cui si aggiunge una retribuzione annuale addizionale basata sul MW, nel caso in cui il prezzo di mercato non sia sufficiente a raggiungere un livello di "profittabilità ragionevole". Tale remunerazione addizionale sarà determinata sulla base di

costi operativi e di investimento "standard" per un'impresa efficiente e ben gestita e per cluster di impianti. A febbraio 2014 è stata resa nota una bozza di legislazione secondaria contenente i parametri di riferimento e i nuovi valori di remunerazione previsti. Trascorso il periodo per la presentazione di osservazioni da parte degli stakeholder e dopo la pubblicazione del report della CNMC (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*), si prevede l'approvazione entro marzo 2014.

America Latina

In America Latina, lo sviluppo delle fonti rinnovabili è meno diversificato rispetto allo scenario europeo. In particolare, il territorio è caratterizzato da tempo da una forte presenza di grandi impianti idroelettrici. Gli schemi di incentivazione, che prevalgono, sono contratti di lungo termine, definiti PPA (*Power Purchase Agreement*) e incentivi fiscali e agevolazioni nelle tariffe di trasporto.

Brasile

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili in Brasile nasce nel 2002 con un sistema *feed-in* (PROINFA) per poi armonizzarsi al sistema di vendita dell'energia convenzionale, attraverso meccanismi di asta competitiva. Le aste si distinguono in impianti nuovi e impianti esistenti e possono essere definite in:

- > *Leilão Fontes Alternativas*, nelle quali competono tutte le tecnologie;
- > *Leilão Energia de Reserva*, nelle quali compete una singola tecnologia. Queste tipologie di aste sono convocate tipicamente per incrementare il margine di riserva e/o promuovere lo sviluppo di terminate tecnologie (come il rinnovabile).

Le aste attualmente si differenziano in A-1 (tipicamente per impianti esistenti), A-3 e A-5 in funzione dell'obbligo del produttore a fornire l'energia assegnata dopo uno, tre o cinque anni. Il meccanismo tipico di svolgimento dell'asta prevede due fasi: *descending clock*, in cui l'organizzatore dell'asta fissa il prezzo di apertura e i produttori presentano offerte al ribasso; *pay as bid*, in cui i produttori rimasti riducono ulteriormente il prezzo fino al punto in cui l'offerta di energia copre tutta la domanda messa in asta. Ai vincitori dell'asta sono assegnati contratti di lungo termine di durata variabile: 15 anni per impianti termoelettrici alimentati a biomassa; 20 anni per impianti eolici e 30 anni per gli impianti idroelettrici.

Il meccanismo ad asta brasiliano si applica a tutte le fonti rinnovabili ad eccezione dell'idroelettrico con potenza superiore a 30 MW.

Il 6 marzo 2013, al fine di modificare le disposizioni relative all'algoritmo di calcolo per la definizione del prezzo di borsa (PLD), il Consiglio Nazionale per le Politiche Energetiche (CNPE) ha pubblicato la Decisione n. 3/2013. Nelle more dell'implementazione a regime del nuovo modello, a partire dal 1° agosto 2013, la risoluzione introduce un modello transitorio che prevede la definizione di due prezzi distinti nel mercato all'ingrosso (PLD1 e PLD2).

Il 10 luglio 2013, il Ministero dell'Energia ha fissato al 13 dicembre 2013 la data per la prossima asta di vendita di energia A-5 con inizio fornitura a partire da gennaio 2018, mentre il 15 agosto, ha fissato al 18 novembre 2013 la data per la prossima asta di vendita dell'energia A-3 con inizio fornitura a partire da gennaio 2016. Ai vincitori delle aste saranno assegnati contratti di vendita a lungo termine con durata tra i 20 e 30 anni, a seconda della tecnologia. Per la prima volta saranno ammessi a partecipare anche progetti solari.

Infine, il 30 ottobre 2013 lo Stato Federale di Pernambuco ha fissato al 20 dicembre 2013 la data per la prima asta riservata esclusivamente alla tecnologia solare. Ai vincitori delle