

Con decreto legge n. 91 del 24 giugno 2014 sono state dichiarate "essenziali per la sicurezza" tutte le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti programmate ubicate in Sicilia e aventi potenza superiore a 50 MW. La misura trova applicazione fino al completamento della linea "Sorgente-Rizziconi" di interconnessione tra la Sicilia e la Calabria e delle altre opere necessarie all'incremento della capacità di interconnessione. Le unità di produzione così individuate sono soggette dal 1° gennaio 2015 a obblighi di offerta sui mercati dell'energia e dei servizi e hanno diritto alla reintegrazione dei costi di generazione sostenuti secondo regole analoghe a quelle già applicate agli altri impianti essenziali per la sicurezza.

La normativa ha poi previsto, fin dall'avvio del mercato nel 2004, una forma di remunerazione amministrata della capacità produttiva; viene riconosciuto, in particolare, uno specifico corrispettivo agli impianti che si rendono disponibili in determinati periodi dell'anno individuati *ex ante* dal Gestore di rete come critici per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Nel mese di agosto del 2011, l'AEEGSI ha pubblicato la delibera n. 98/2011 che fissa i criteri per l'implementazione di un meccanismo di mercato per la remunerazione della capacità produttiva in luogo dell'attuale remunerazione amministrata. Tale meccanismo prevede l'organizzazione di aste nelle quali Terna avrà il compito di acquistare dai produttori la capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei prossimi anni.

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 30 giugno 2014 è stato approvato lo schema di funzionamento del mercato della capacità precedentemente posto in consultazione dall'AEEGSI.

Il meccanismo si basa sull'assegnazione, tramite asta, di contratti di opzione (c.d. "reliability option") che prevedono che a fronte di un premio, definito in esito all'asta con fissazione del prezzo di tipo marginal price, il produttore si impegna a restituire la differenza, se positiva, tra il prezzo che si forma nei mercati spot dell'energia e dei servizi di dispacciamento e un prezzo di riferimento fissato *ex ante* nel contratto di opzione.

La disciplina approvata prevede un valore massimo (cap) e un valore minimo (floor) per il premio da riconoscere alla capacità esistente; il floor viene riconosciuto a tutta la capacità esistente e dovrà essere individuato dall'AEEGSI.

Le prime aste per l'assegnazione dei contratti di opzione saranno svolte nel 2015, con consegna a partire dal 2019-2020.

Per far fronte a situazioni di criticità del sistema gas, quale

quella occorsa nel periodo compreso tra il 6 e il 16 febbraio 2012, il decreto legge n. 83 del 2012 – convertito con legge n. 134 del 7 agosto 2012 – ha disposto, dall'anno termico 2012-2013, l'individuazione su base annuale degli impianti termoelettrici che possono contribuire alla sicurezza del sistema grazie all'impiego di combustibili diversi dal gas naturale. Tali impianti – diversi rispetto a quelli essenziali per il sistema elettrico – hanno diritto al reintegro dei costi sostenuti secondo modalità definite dall'AEEGSI a fronte della disponibilità a entrare in esercizio, in caso di crisi del sistema gas, nel periodo 1° gennaio - 31 marzo di ciascun anno termico. In applicazione di tale meccanismo il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ha selezionato alcuni impianti alimentati a olio combustibile di Enel Produzione per gli anni termici 2012-2013 e 2013-2014; per l'anno termico 2014-2015, il MSE non ha fatto ricorso alla misura.

Gas

Mercato all'ingrosso

Le attività di estrazione, importazione (da Paesi dell'Unione Europea) ed esportazione di gas naturale sono liberalizzate. Secondo le disposizioni previste dal decreto legislativo n. 130/2010, gli operatori non possono detenere quote di mercato superiori al 40% dei consumi nazionali; tale soglia può comunque essere elevata al 55% a fronte dell'assunzione di impegni di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi entro il 2015. In attuazione di tale disposizione, all'inizio del 2011 il MSE ha approvato il piano di investimenti in nuovi stocaggi proposto da Eni. Fino a ora sono stati realizzati 2,6 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio; la legge n. 9/2014 stabilisce che al fine di limitare i costi per il sistema, la restante capacità di stoccaggio (fino a 4 miliardi di metri cubi) è sviluppata solo se richiesta dal mercato. Gli operatori non hanno manifestato interesse alle aste indette e pertanto la capacità di stoccaggio non è stata ulteriormente sviluppata.

Dopo il via libera delle commissioni parlamentari e il parere positivo dell'AEEGSI, il 6 marzo 2013 è stato firmato il decreto ministeriale di approvazione della disciplina del Mercato a Termine del gas (MT gas) che è ufficialmente partito il 2 settembre 2013. Il MT ha completato l'assetto del mercato all'ingrosso italiano, aggiungendosi alla piattaforma di negoziazione spot ("Borsa gas"), operativa dal 2010, e al mercato del bilanciamento avviato a dicembre 2011 secondo le regole definite dall'AEEGSI.

Trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Le attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione (GNL) sono soggette a regolazione da parte dell'AEEGSI che fissa i criteri tariffari per l'esercizio di tali attività all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) e ne aggiorna annualmente i corrispettivi.

In materia di tariffe di trasporto gas, Enel Trade ha presentato ricorso al TAR avverso le delibere di definizione dei criteri tariffari per il periodo 2014-2017 e di approvazione dei corrispettivi per il 2014. Risulta ancora pendente dinanzi al Consiglio di Stato il giudizio relativo al precedente periodo tariffario 2010-2013, nell'ambito del quale il TAR Lombardia aveva accolto il ricorso di Enel Trade.

L'attività di stoccaggio è svolta in regime di concessione (di durata massima ventennale) rilasciata dal MSE ai richiedenti che abbiano i requisiti definiti dal decreto legislativo n. 164/2000. Con decreto del 19 febbraio 2014, il MSE ha previsto che l'allocazione della capacità avvenga attraverso meccanismi di asta competitiva.

L'attività di GNL è svolta dietro rilascio di apposita autorizzazione ministeriale.

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

Divisione Infrastrutture e Reti

Energia elettrica

Distribuzione e misura

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

Le tariffe di distribuzione sono fissate dall'AEEGSI all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) secondo il principio della copertura del costo totale del ser-

vizio, considerando i costi operativi, gli ammortamenti e una congrua remunerazione del capitale investito.

La quota parte delle tariffe a copertura dei costi operativi è aggiornata annualmente mediante il meccanismo del price cap, ovvero sulla base del tasso di inflazione e di un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti denominato X-factor. La remunerazione del capitale investito riconosciuto e gli ammortamenti sono revisionati ogni anno per tener conto dei nuovi investimenti, degli ammortamenti riconosciuti in tariffa e della rivalutazione degli asset mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Per il biennio 2014-2015 l'AEEGSI ha aggiornato il tasso di remunerazione del capitale investito, riducendolo al 6,4% sulla base dei valori dei rendimenti del BTP decennale.

Inoltre, sono previste maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale investito dell'1% per gli investimenti realizzati dal 2012 e ulteriori maggiorazioni (comprese tra l'1,5% e il 2%) per determinate categorie di investimenti (per es., linee MT in centri storici, connessioni in aree ad alta densità di fonti rinnovabili). L'X factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa è pari al 2,8% per l'attività di distribuzione e al 7,1% per le attività di misura.

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

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

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

L'AEEGSI ha avviato, con la delibera n. 483 del 9 ottobre 2014, il procedimento per la definizione della regolazione del nuovo periodo regolatorio relativamente alle tariffe e alla qualità del servizio della distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Efficienza energetica

Certificati bianchi

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

Il meccanismo prevede la definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

Con il decreto del 28 dicembre 2012, il MSE ha fissato gli obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2013-2016.

Per non incorrere in sanzioni, i distributori devono dimostrare entro il 31 maggio di ogni anno di essere in possesso di un numero di TEE almeno pari al 50% (60% per gli anni 2015-2016) del proprio obbligo compensando la quota residua negli anni successivi.

Lo stesso decreto ha disposto il passaggio dell'attività di gestione del meccanismo dei TEE al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), restando invece di competenza dell'AEEGSI la determinazione del contributo tariffario secondo nuovi criteri definiti dal decreto stesso.

Con la delibera n. 13/2014 del 23 gennaio 2014, l'AEEGSI ha introdotto un meccanismo di reintegro dei costi di acquisto del TEE che consente ai distributori di recuperare un costo pari a quello medio di mercato, a meno di un differenziale di 2 euro per titolo.

In tal modo, si riducono sensibilmente i potenziali impatti economici del meccanismo pur permanendo sui distributori l'obbligo "fisico" di consegna dei TEE ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali.

Con la determina del 30 giugno 2014, l'AEEGSI ha fissato il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2013 pari a 110,27 euro/TEP e il valore del contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2014, pari a 110,39 euro/TEP; quest'ultimo sarà rivisto sulla base dei prezzi di mercato a consuntivo del periodo di riferimento.

Con il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 di attuazione della direttiva n. 2012/27/UE sull'efficienza energetica è stato definito l'obiettivo di risparmio nazionale cumulato da conseguire nel periodo 2014-2020 attraverso diversi strumenti di incentivazione, stabilendo altresì che il meccanismo dei TEE dovrà garantire un risparmio al 2020 non inferiore al 60% di tale obiettivo.

Lo stesso decreto ha richiesto al MSE, nell'ambito dell'aggiornamento delle linee guida sulle modalità di rilascio dei TEE, il compito di prevedere misure per migliorare l'efficacia del meccanismo, valorizzare i risparmi energetici derivanti da misure volte al miglioramento comportamentale e per prevenire comportamenti speculativi.

Divisione Energie Rinnovabili

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

Incentivazione fonte solare - Conto Energia

Gli impianti fotovoltaici sono incentivati tramite il Conto Energia, che consiste nell'assegnazione di tariffe feed-in premium, aggiuntive rispetto al valore dell'energia, in relazione all'energia immessa in rete per la durata di 20 anni. Con il decreto ministeriale del 5 luglio 2012, l'incentivazione al fotovoltaico è stata profondamente rivista con l'obiettivo di garantire una crescita più equilibrata del settore e riallineare le tariffe ai valori medi riconosciuti in ambito europeo. Il Quinto Conto Energia è basato su un sistema di tariffe onnicomprese (feed-in tariff) di ammontare ridotto mediamente del 40% rispetto alle precedenti. Nel decreto è stata fissata una soglia alla spesa massima annua di incentivazione cumulata (comprensiva degli incentivi già erogati attraverso i precedenti Conti Energia) pari a 6,7 miliardi di euro che è stata raggiunta il 6 giugno 2013; pertanto gli incentivi del Quinto Conto Energia sono cessati a partire dal 6 luglio 2013.

Fonti rinnovabili diverse dal Solare: certificati verdi (CV) e tariffe onnicomprese

Il principale meccanismo di incentivazione è il sistema dei certificati verdi (introdotto con decreto legislativo n. 79/1999) che obbliga produttori e importatori di energia a immettere una quota di produzione rinnovabile, anche tramite l'acquisto da produttori rinnovabili di certificati verdi. L'entità dell'incentivo dipende dal valore di mercato al quale i soggetti obbligati possono acquistare i certificati per l'assolvimento dell'obbligo. Tale valore di mercato è delimitato da un massimo e un minimo. Il cap corrisponde al prezzo a cui il GSE colloca sul mercato i certificati verdi in suo pos-

sesso (determinato in base a quanto stabilito al comma 148 dell'art. 2 della legge n. 244/2007) pari, per le produzioni rinnovabili 2013, a 114,46 euro/MWh. Il valore minimo è definito dal prezzo a cui il GSE ritira i certificati verdi eccedenti la quota d'obbligo; per il periodo 2011-2015, tale valore è definito, per le produzioni rinnovabili di ciascun anno, in misura pari al 78% della differenza tra 180 euro/MWh e il prezzo medio di cessione dell'energia dell'anno precedente. Il decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva n. 2009/28/CE e il relativo decreto ministeriale attuativo (datato 6 luglio 2012) hanno introdotto una sostanziale revisione dell'incentivazione per gli impianti in esercizio dal 1° gennaio 2013.

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

Il meccanismo dei certificati verdi sarà progressivamente superato attraverso:

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

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

Rimodulazione incentivi

Il decreto legge del 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modifiche con la legge del 21 febbraio 2014, n. 9, ha introdotto una misura per distribuire nel tempo una parte degli oneri economici connessi all'incentivazione delle fonti rinnovabili. In particolare, ai produttori rinnovabili titolari di impianti diversi da quelli fotovoltaici è data facoltà di optare

per un allungamento di sette anni del periodo di incentivazione, a fronte di una riduzione dell'incentivo percepito. I produttori che non aderiscono continuano a percepire gli incentivi secondo le modalità (tariffe e durata) originariamente previste, ma perdono il diritto di accedere, sullo stesso sito, a ulteriori strumenti incentivanti a carico delle tariffe dell'energia elettrica per i 10 anni successivi alla scadenza del periodo di incentivazione.

Il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, ha previsto che, a decorrere dal 1° gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 200 kW sia rimodulata su un periodo di incentivazione di 24 anni, anziché di 20, senza il riconoscimento degli interessi. In alternativa alla rimodulazione, i produttori da fotovoltaico potranno optare per una riduzione dell'incentivo in misura pari all'8% sul periodo residuo di incentivazione, vale a dire fino a decorrenza del ventesimo anno di incentivazione. Coloro che accetteranno la rimodulazione potranno usufruire di un sostegno creditizio da parte della Cassa Depositi e Prestiti, per un importo massimo pari alla differenza tra l'incentivo già spettante al 31 dicembre 2014 e l'incentivo "rimodulato".

Sbilanciamento impianti non programmabili

Oltre agli incentivi diretti (tariffe e certificati verdi), le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) beneficiavano dell'esenzione dagli oneri di sbilanciamento (differenza tra effettiva produzione immessa in rete e programma definito in esito ai mercati dell'energia). A fronte dell'incremento delle fonti rinnovabili non programmabili – essenzialmente fotovoltaico ed eolico – l'AEEGSI, con delibera n. 281/2012, ha deciso di rimuovere dal 1° gennaio 2013 tale esenzione, per favorire una migliore programmazione e integrazione di queste fonti nel sistema elettrico nazionale.

A seguito dell'impugnativa da parte di alcune associazioni di produttori di energia rinnovabile, il Consiglio di Stato ha annullato la delibera n. 281/2012, fissando contestualmente i principi di riferimento per la corretta regolamentazione della materia da parte dell'AEEGSI. In particolare, il Consiglio di Stato ha chiarito che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili devono partecipare alla copertura dei costi necessari al bilanciamento del sistema elettrico, evitando un'impropria socializzazione degli oneri. Parimenti, la regolamentazione deve tener conto delle peculiarità di ciascuna fonte in termini di prevedibilità dell'energia immessa in rete. Con delibera n. 522 del 23 ottobre 2014, l'AEEGSI ha reintro-

dotto a partire dal 1º gennaio 2015 i corrispettivi onerosi di sbilanciamento per le FRNP, in coerenza con gli indirizzi del Consiglio di Stato.

Divisione Iberia e America Latina

Spagna

Aspetti generali

Al fine di risolvere il problema del deficit tariffario, il 26 dicembre 2013 è stata pubblicata la legge n. 24/2013, la quale ha modificato la legge n. 54/1997 che regolava il funzionamento del mercato elettrico. La legge ha stabilito un nuovo meccanismo di funzionamento del mercato e il regime applicabile alle attività di settore e agli operatori. In particolare, ha introdotto il principio fondamentale della sostenibilità economica e finanziaria del sistema elettrico. Secondo tale principio le entrate dovranno essere sufficienti a coprire tutti i costi del sistema. Al fine di assicurare tale equilibrio, viene applicato un sistema di revisione delle tariffe. Le differenze transitorie tra costi e ricavi del sistema saranno finanziate proporzionalmente da tutti i soggetti del sistema di liquidazione. Per l'anno 2013 la legge riconosce un deficit massimo di 3,6 miliardi di euro che potrà essere oggetto di cessione conforme con il processo definito dalla regolazione di settore e che dovrà essere recuperato in 15 anni. Il budget statale finanzierà il 50% della compensazione annuale per il *Sistema Eléctrico Insular y Extrapeninsular* (SEIE). Per quanto riguarda invece la retribuzione delle attività regolate, la legge fissa un tasso di retribuzione per il primo periodo regolatorio (il quale termina a dicembre 2019) pari alla media dei rendimenti delle obbligazioni dello Stato spagnolo a 10 anni incrementata di 200 punti base, (300 punti base nel caso di energie rinnovabili, cogenerazione e rifiuti).

Parallelamente alla pubblicazione della legge n. 24/2013, il Governo ha iniziato a sviluppare i regolamenti che normano: le attività di trasporto, distribuzione e generazione nel SEIE, le rinnovabili, l'autoconsumo, la remunerazione della capacità e la commercializzazione dell'energia elettrica. Parte di questi interventi normativi ha visto la luce durante il 2013 e il 2014.

Il settore gas è regolato principalmente dalla legge n. 34/1998, modificata dalla legge n. 12/2007.

Deficit delle attività regolate

Al fine di quantificare il deficit dell'esercizio 2013, suscettibile di cartolarizzazione, la legge n. 24/2013 ha previsto una liquidazione complementare da effettuarsi prima del 1º dicembre 2014. Tale liquidazione è stata approvata il 26 novembre 2014, per un valore finale del deficit pari a 3,5 miliardi di euro, cartolarizzato da istituti finanziari.

In base all'informativa della Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) e ai calcoli contenuti nel regolamento n. IET/2444/2014 del 19 dicembre che definisce le tariffe di accesso per l'energia elettrica per l'anno 2015, nell'anno 2014 si dovrebbe raggiungere l'equilibrio tariffario.

Rinnovabili, cogenerazione e rifiuti

Durante il 2014 è stato completato il quadro regolatorio per gli impianti rinnovabili, cogenerativi e a rifiuti:

- > Il regime retributivo garantisce ai titolari la remunerazione del capitale investito sulla base della media dei rendimenti delle obbligazioni dello Stato spagnolo a 10 anni incrementata di 300 punti base. Tale remunerazione verrà rivista ogni sei anni;
- > In aggiunta ai ricavi ottenuti dalla vendita di energia sul mercato, le installazioni riceveranno un corrispettivo fisso al fine di recuperare i costi d'investimento. Poi, nel caso in cui il costo di produzione sia superiore al prezzo di mercato atteso, la retribuzione viene integrata da un'ulteriore componente che compensa tale differenza;
- > per le nuove installazioni, la definizione del livello d'incentivo sarà definito attraverso meccanismi concorrenziali.

Carbone nazionale

Il 31 dicembre del 2014 si è concluso il periodo di validità del regio decreto n. 134/2010, che regolava il processo di risoluzione delle restrizioni per la sicurezza di approvvigionamento. Secondo la decisione della Commissione Europea che ha approvato lo schema, questo meccanismo è improrogabile.

Prezzo Volontario al Piccolo Consumatore (PVPC)

A partire da aprile 2014 è stata eliminata la *Tarifa de Último Recurso* (TUR), che viene ora denominata *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC). Questo sarà il prezzo che i *Comercializadora de Última Recurso* (CUR) dovranno offrire ai clienti che ne hanno diritto.



601

Il costo di produzione dell'energia elettrica contenuto nella PVPC verrà determinato sulla base dei prezzi orari registrati nei mercati giornalieri e infragiornalieri durante il periodo di fatturazione. In aggiunta a tali costi, il PVPC ricompresa i costi del servizio di aggiustamento del sistema e gli altri costi associati alla fornitura. In aggiunta, i CUR sono obbligati a realizzare offerte alternative a prezzo fisso annuali per i clienti che hanno diritto al PVPC.

Buono Sociale

La legge n. 24/2013 del settore elettrico stabilisce il Buono Sociale come un'obbligazione di servizio pubblico il cui costo è sostenuto dalle capogruppo delle società che svolgono l'attività sia di produzione sia di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica in proporzione al numero di punti di prelievo connessi alla rete di distribuzione e il numero di clienti forniti dall'impresa di commercializzazione. Per l'anno 2014 la quota di Endesa è stata pari al 41,61%.

Interrompibilità

Il servizio di interrompibilità è un servizio remunerato di gestione efficiente della domanda fornito da quei consumatori che hanno la possibilità di ridurre i propri consumi nei momenti di stress per il sistema.

Il regolamento n. IET/2013/2013 stabilisce che l'assegnazione del servizio di interrompibilità avvenga attraverso un'asta gestita dall'Operatore di Sistema in grado di garantire l'effettiva prestazione del servizio e la minimizzazione del costo per il sistema elettrico. Durante i mesi di novembre e dicembre 2014 sono state svolte due astre competitive per l'assegnazione del servizio. Il costo fisso di interrompibilità per l'anno 2015 sarà pari a 508 milioni di euro. Essendo finanziata attraverso l'acquisto di energia da parte del cliente finale, tale somma non rappresenterà più un costo regolato per il sistema.

Sistemi elettrici extrapeninsulari

La legge n. 17/2013, che ha come oggetto la sicurezza di approvvigionamento e incremento della concorrenza nei sistemi elettrici insulari ed extrapeninsulari, ha stabilito che in tali sistemi elettrici le nuove installazioni di proprietà di imprese (o gruppi d'impresa) che possiedono nel particolare sistema elettrico una percentuale di potenza di generazione superiore al 40% ricevono il prezzo del mercato peninsulare (a tale principio esistono però alcune particolari eccezioni). La legge ha stabilito inoltre che la proprietà degli impianti

di pompaggio e di rigassificazione sarà esclusiva dell'Operatore di Sistema.

Durante il 2014, è continuata l'attività di trasposizione delle indicazioni contenute nella legge n. 17/2013. In questo contesto, la proposta di regio decreto per la regolazione delle attività di produzione di energia elettrica e il procedimento di dispacciamento nei sistemi insulari ed extrapeninsulari, attualmente in discussione, stabilisce un sistema simile a quello attualmente in vigore, il quale è composto da una retribuzione dei costi fissi (costi di investimento, costi di operazione e mantenimento di natura fissa) e da una retribuzione dei costi variabili (per la copertura dei costi di combustibile e dei costi variabili di mantenimento e operazione). Durante il mese di gennaio 2015 il Ministro dell'Industria, Energia e Turismo ha presentato una nuova bozza di regio decreto che contempla anche i tributi derivanti dalla legge n. 15/2012 sulle misure fiscali per la sostenibilità energetica.

Inoltre, in conformità con la legge n. 24/2013 del settore elettrico, il tasso di retribuzione riconosciuto agli investimenti netti è pari alla media dei rendimenti delle obbligazioni dello Stato spagnolo a 10 anni incrementata di 200 punti base.

Distribuzione

Il regio decreto n. 1048/2013 stabilisce i principi della metodologia per la remunerazione delle attività di distribuzione dell'energia elettrica che raccoglie gli elementi che guideranno la futura retribuzione di questa attività. I principi identificati dalla normativa sono i seguenti:

- > vengono retribuiti solo i costi necessari per esercire l'attività di distribuzione;
- > si stabiliscono meccanismi di controllo degli investimenti;
- > la retribuzione degli investimenti non ancora ammortati è basata sul valore netto degli asset e un tasso di retribuzione pari alla media dei rendimenti delle obbligazioni dello Stato spagnolo incrementata di 200 punti base;
- > al fine di incrementare la qualità, ridurre le perdite e le frodi, la normativa inserisce meccanismi di incentivi e penalità;
- > durante l'anno 2014 e fino a quando non incomincerà il nuovo periodo regolatorio, la retribuzione della distribuzione è stata calcolata applicando la metodologia prevista dal secondo allegato del regio decreto legge n. 9/2013.

Altre novità regolatorie

In data 15 ottobre 2014, è stata approvata la legge n. 18/2014 che approva le misure urgenti per la crescita, la

concorrenza e l'efficienza. Tra gli interventi la legge riforma le metodologie retributive del sistema gas con l'obiettivo di renderlo economicamente sostenibile e minimizzare i costi per i consumatori finali. Inoltre, la legge introduce il Fondo Nazionale dell'Efficienza Energetica al fine di raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica.

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 competente, e lo sviluppo di tale capacità si realizza attraverso aste con partecipazione aperta a tutti gli agenti. In tutti i Paesi esiste un sistema di dispacciamento centralizzato con system marginal price. Solitamente l'ordine di merito è costruito in base ai costi variabili di produzione verificati periodicamente, con l'eccezione della Colombia, ove l'ordine di merito è basato sulle offerte di prezzo degli operatori nel mercato.

In Argentina e Perù sono attualmente in vigore interventi regolatori sulla formazione del prezzo dei mercati spot. In Argentina l'intervento adottato nel 2002, a seguito della crisi economica ed energetica, 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 quattro 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 e in alcuni casi 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 od orizzontale, mentre in Perù le operazioni di concentrazione richiedono una previa autorizzazione al di sopra di soglie predeterminate. In Colombia nessuna impresa può avere una partecipazione superiore al 25% nei mercati di generazione e commercializzazione, mentre il Brasile, come già menzionato, non prevede restrizioni esplicite all'integrazione nel settore elettrico, sebbene si richieda un'autorizzazione amministrativa per le operazioni di concentrazione che comportino una partecipazione nel mercato superiore al 40%, o che interessino una società con volume d'affari annuo superiore a 400 milioni di real brasiliani (circa 177 milioni di euro).

Cile

Legge sulle interconnessioni

Il 30 gennaio 2014 è stata promulgata la legge sulle interconnessioni, derogando a quanto previsto dalla Legge Generale al Servizio Elettrico. In base alle nuove disposizioni, si riconosce la facoltà all'Esecutivo, e quindi allo Stato, di promuovere progetti di interconnessione tra il sistema elettrico interconnesso del nord (SING) e il sistema interconnesso del Centro (SIC).

Agenda Energetica

Il 15 maggio 2014 la Presidente Michelle Bachelet ha presentato la nuova Agenda Energetica con i principali obiettivi di politica energetica; il documento definisce le tempistiche e gli attori delle prossime tappe normative e annuncia il piano di investimenti che il Governo intende effettuare nel suo mandato.

In particolare l'Agenda, oltre a presupporre un ruolo più attivo dello Stato, prevede la riduzione del costo marginale

dell'energia nel *Sistema Interconectado Central* (30% in meno al 2017 rispetto alla media 2013), la ridefinizione delle regole delle aste tra generatori e distributori finalizzata alla riduzione del prezzo di aggiudicazione (25% in meno, nei prossimi 10 anni, rispetto al 2013), un target del 45% al 2025 di Energia Rinnovabile Non Convenzionale (ERNC) sulla nuova capacità installata, un obiettivo di risparmio energetico del 20% entro il 2020, la definizione di un sistema partecipativo per la pianificazione energetica, lo sviluppo di progetti di interconnessione tra SIC e SING (*Sistema Interconectado del Norte Grande*) e, infine, una nuova legge di promozione della geotermia entro il 2015.

Inoltre, ai fini della promozione del gas naturale per la generazione elettrica l'Agenda prevede misure sia di breve termine, volte a rendere più trasparente l'accesso alle strutture di rigassificazione, sia di medio-lungo termine volte a espandere la capacità esistente.

Argentina

Risoluzione n. 529/2014

Il 20 maggio 2014 la Secretaría de Energía ha pubblicato la risoluzione n. 529/2014 con la quale è stata aggiornata, con effetto retroattivo da febbraio 2014, la remunerazione percepita dai generatori, precedentemente fissata mediante la risoluzione n. 95/2013.

La nuova risoluzione, oltre a prevedere un incremento nella remunerazione dei costi fissi e variabili, introduce un'ulteriore voce volta alla copertura degli interventi di manutenzione straordinaria la quale sarà pagata mediante l'emissione di LVFVD (*Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir*).

Nota S.E. n. 4012

Il 24 giugno 2014 la Secretaría de Energía ha approvato la nota n. 4012 mediante la quale ha determinato il valore dell'inflazione (indice MMC) per Edesur per il periodo compreso tra ottobre 2013 e marzo 2014 e ne ha permesso la compensazione con il debito corrispondente al programma PUREE per il medesimo periodo, come già avvenuto in precedenza per i mesi compresi tra febbraio 2013 e settembre 2013 mediante la nota n. 6852.

Brasile

Nota tecnica n. 112/2014-SRE-ANEEL - Revisione tariffaria Ampla 2014-2018

Il 7 aprile 2014 il regolatore ANEEL ha approvato la nota tecnica

ca n. 112/2014-SRE-ANEEL concernente la revisione tariffaria per la società di distribuzione elettrica Ampla, avente effetto a partire dal 15 marzo 2014 e che garantisce il riconoscimento del totale degli investimenti e costi operativi sostenuti dal distributore. L'aumento medio percepito dai consumatori sarà pari al 2,64%, applicabile dall'8 aprile 2014.

Esposizione involontaria dei distributori al mercato spot

Il 7 marzo 2014 il Governo ha pubblicato il decreto n. 8.203, il quale permette ai distributori di ricorrere alla *Conta de Desenvolvimento Energético* (CDE) per la copertura di costi addizionali derivanti dall'esposizione involontaria al mercato spot e dal dispacciamento termico. La regolazione brasiliana garantisce la copertura totale all'interno del successivo ciclo tariffario.

Al medesimo fine, il 2 aprile 2014, il Governo ha pubblicato il decreto n. 8.221 prevedendo, in alternativa al recupero dei maggiori costi attraverso il ciclo tariffario, la copertura finanziaria immediata dei distributori mediante l'istituzione di un nuovo conto nell'ambito della contrattazione regolata (*Conta ACR*), il quale sarà gestito dalla Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A tal proposito, si segnala che il 28 aprile 2014, a seguito del ricevimento dei finanziamenti del sistema bancario, la CCEE ha versato ad Ampla e Coelce una parte delle somme dovute a titolo di recupero dei maggiori costi sostenuti per effetto di tale esposizione involontaria al prezzo dell'energia sul mercato spot e per la copertura dei maggiori costi di vettoriamento dalle unità di generazione.

Il 25 novembre 2014 ANEEL ha approvato il nuovo limite massimo e minimo del *Precio de Liquidación de las Diferencias* per il 2015. La decisione è stata il risultato di un ampio dibattito, che ha avuto inizio con la consultazione pubblica n. 09/2014 e successivamente con l'audizione pubblica n. 54/2014.

L'effetto principale del nuovo limite è quello di ridurre l'impatto finanziario dei distributori ai possibili rischi futuri connessi all'esposizione contrattuale sul mercato spot, nonché per i produttori di attenuare il rischio irreversibile di esposizione economica e finanziaria, nel caso in cui la produzione sia al di sotto dei valori contrattuali.

Tale meccanismo di regolazione assicura che il deficit 2014 sia compensato da adeguamenti tariffari nel 2015.

Infine, il 10 dicembre 2014, è stato firmato un addendum al contratto di concessione dei distributori in Brasile (Ampla e Coelce) che permette l'iscrizione dei crediti connessi al deficit 2014, essendone garantito il recupero attraverso il

riconoscimento degli asset regolati come parte del patrimonio indennizzabile al termine della concessione nel caso in cui non si rendesse possibile una compensazione nel tempo attraverso la tariffa.

Riconoscimento totale dei costi dell'ICMS

L'11 marzo 2014 ANEEL, durante la settima riunione ordinaria del proprio consiglio, ha approvato la richiesta di Coelce per il riconoscimento totale dei costi dell'*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* - ICMS (IVA) pagato ai generatori, in relazione sia agli importi futuri sia a quelli pregressi (dal 2003 al 2013). Il recupero in tariffa di questi ultimi avverrà nell'arco dei prossimi quattro anni, a partire da aprile 2014.

Il 20 maggio 2014 il Pubblico Ministero Federale ha richiesto la sospensione dell'adeguamento tariffario di Coelce. L'azione è volta a escludere il recupero in tariffa dei costi dell'ICMS, così come stabilito da ANEEL, limitando così l'incremento tariffario al 13,68% (anziché 16,77%).

Divisione Internazionale

Francia

Legge n. 344/2014 - Soppressione delle tariffe regolate per l'elettricità e il gas per i clienti industriali

Il 27 marzo 2014 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la legge n. 344/2014, che stabilisce la graduale abolizione delle tariffe regolate per i consumatori industriali, con decorrenza dal 1° gennaio 2015 per il settore del gas e dal 1° gennaio 2016 per il settore elettrico.

Progetto di legge sulla transizione energetica nazionale

Il 18 giugno 2014 è stato presentato il progetto di legge sulla transizione energetica del Paese, che definisce quattro linee guida della nuova strategia energetica nazionale:

- > riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990;
- > raggiungimento entro il 2030 di una quota di produzione da energia rinnovabile pari al 32% del consumo finale lordo di energia (circa il 40% del consumo finale elettrico);
- > riduzione del 50% del consumo finale di energia entro il 2050;
- > congelamento della capacità nucleare agli attuali 63,2

GW e riduzione della relativa quota di generazione a non oltre il 50% entro il 2025.

Il progetto di legge è stato adottato in prima lettura dall'Assemblea Nazionale il 14 ottobre 2014 e passerà all'esame del Senato nei prossimi mesi.

Belgio

Il 26 marzo 2014 è stata adottata la legge che crea una riserva strategica finalizzata a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Secondo la suddetta legge un operatore deciso a chiudere un impianto deve informare il regolatore con un largo preavviso e, qualora quest'ultimo lo ritenga necessario, deve presentare un'offerta per mettere l'impianto a disposizione del gestore di rete, che lo utilizzerà per garantire l'equilibrio del sistema. La legge impedisce dunque la chiusura degli impianti termoelettrici necessari a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

Il 22 luglio si è conclusa la gara per la costruzione di due nuovi impianti a gas; tuttavia, nessuna offerta è stata accettata. Il nuovo Governo belga, formatosi il 10 ottobre 2014, ha annunciato varie misure in campo energetico tra cui la proroga della chiusura di due impianti nucleari e l'introduzione di strumenti di sostegno agli impianti convenzionali.

Romania

Market coupling

Il 29 aprile 2014 il regolatore nazionale rumeno (ANRE) ha pubblicato il modello di market coupling per l'accoppiamento con i mercati elettrici del giorno prima della Slovacchia, della Repubblica Ceca e dell'Ungheria. L'11 settembre 2014 ANRE ha approvato il regolamento che ne definisce le regole di funzionamento. La piattaforma comune di trading è stata inaugurata il 19 novembre 2014.

Tariffe regolate

Secondo il calendario della liberalizzazione del mercato al dettaglio rumeno, le tariffe dei clienti residenziali per l'anno 2014 rimangono regolate per l'80% nel primo semestre e per il 70% nel secondo semestre. I clienti non residenziali non beneficiano più delle tariffe regolate a decorrere dal 1° luglio 2014. Da tale data, per i clienti residenziali il prezzo medio unitario finale è stato ridotto del 2,6%, principalmente in ragione della diminuzione del 46% della tassa sulla cogenerazione. Tuttavia, tale riduzione è parzialmente compensata dall'introduzione di una nuova tassa sulle co-

struzioni speciali che incide sul costo di generazione e che comporta un aumento della tariffa regolata pari all'1,89%.

Efficienza energetica

La legge n. 121 sull'efficienza energetica, emanata il 18 luglio 2014, introduce nuovi obblighi per le società di vendita in termini di informazioni che devono essere indicate sulle fatture. Inoltre, definisce i criteri per l'implementazione di sistemi di misura intelligenti e l'obbligo in capo alle società di distribuzione di avere un Energy Manager e di eseguire un audit energetico ogni quattro anni.

Al contempo, l'implementazione dei progetti pilota per i contatori intelligenti è stata posticipata dal 2014 al 2015, con conseguente slittamento del termine previsto per una loro diffusione su larga scala.

Tariffe di distribuzione

Il 5 novembre 2014 il regolatore nazionale ha apportato le seguenti modifiche alla metodologia di definizione delle tariffe di distribuzione approvata nel 2013 per il terzo periodo regolatorio che copre gli anni dal 2014 al 2018:

- > le società di distribuzione beneficeranno delle efficienze conseguite in termini di perdite di rete alla fine del periodo regolatorio, anziché con cadenza annuale;
- > per il quarto periodo regolatorio (2019-2023), la Regulatory Asset Base (RAB) riconosciuta all'inizio del 2019 non sarà aggiornata con il tasso di inflazione;
- > è stato eliminato il premio *ex post* dello 0,5% sul Weighted Average Cost of Capital (WACC) per i contatori intelligenti. Inoltre, il 12 dicembre 2014, ANRE ha ridotto, con decorrenza dal 1° gennaio 2015, il WACC reale pre-tasse riconosciuto, da 8,52% a 7,7%. Il 19 dicembre 2014 sono state pubblicate le nuove tariffe di distribuzione per l'anno 2015. Solo quelle della società di distribuzione Banat hanno registrato una riduzione dell'ordine del 2-3%.

Russia

Decreto governativo n. 505/2014 - Decisioni tariffarie inerenti al mercato dell'energia elettrica all'ingrosso e al mercato della capacità

Il 4 giugno 2014 il Governo ha pubblicato il decreto governativo che stabilisce il mantenimento dell'indicizzazione dei

prezzi del mercato della capacità (KOM) per l'anno 2014 (pari al 6,5%, in linea all'incremento dell'IPC nel 2013) e l'eliminazione dell'indicizzazione a partire dall'anno 2015 per i prezzi del KOM e delle tariffe regolate di capacità ed energia per il 2014 e il 2015.

Decreto governativo n. 820/2014 - Regole di funzionamento del mercato elettrico all'ingrosso e delle aste di capacità per l'anno 2014

Con decreto governativo n. 820/2014, pubblicato il 20 agosto 2014, il Governo ha presentato i requisiti più stringenti per la qualificazione alle aste di capacità, con l'obiettivo di incentivare le imprese di generazione a rispettare la programmazione delle manutenzioni e gli ordini dell'operatore di sistema. Di seguito gli elementi principali della misura:

- > annullamento dei pagamenti per la capacità in caso di superamento del limite previsto per le manutenzioni dall'operatore di sistema (180 giorni all'anno o 360 giorni su un periodo di quattro anni);
- > aumento, a decorrere da gennaio 2015, del valore di alcuni coefficienti di penalizzazione preconcordati con i generatori di energia;
- > riconoscimento della facoltà di presentare offerte di capacità agli impianti con oltre 55 anni di esercizio e pressione del vapore vivo inferiore a 9 Mega pascal solo in caso di superamento nell'anno precedente del requisito di un fattore di utilizzo superiore all'8%.

Mercato del calore

Il 2 ottobre 2014 è stato emanato il decreto governativo n. 1949/2014 che definisce le tappe principali per l'attuazione della riforma del mercato del calore. Per quanto riguarda la liberalizzazione dei prezzi applicati agli utenti finali, il decreto prevede un periodo di transizione durante il quale i prezzi sono definiti nei limiti del prezzo di una caldaia domestica (da calcolare secondo una metodologia da definirsi) attraverso una indicizzazione annuale delle tariffe. Inoltre, il decreto definisce i "Fornitori Unificati di Calore" (UHS) che agiscono come operatori di sistema, fornitori e operatori commerciali nelle loro rispettive zone. L'implementazione del nuovo disegno di mercato dovrà essere realizzata entro l'inizio dell'anno 2023. Il periodo di transizione decorrerà dal 2015, anno in cui sono attese le misure di dettaglio per l'attuazione della riforma.

Il 1° dicembre 2014 è stata emanata la legge federale n.

404/2014 in materia di fornitura di calore. Si tratta di uno dei primi atti di implementazione della riforma del mercato del calore. Tale legge introduce, con decorrenza dal 1° gennaio 2015, la possibilità di stipulare contratti bilaterali, tra i produttori di calore e i consumatori di vapore e/o i consumatori industriali di calore direttamente connessi, a prezzi negoziabili nel rispetto di un limite superiore definito in base alle tariffe rilevanti. Dal 1° gennaio 2018 vi sarà inoltre la possibilità di stipulare contratti bilaterali per la fornitura di vapore e/o calore a prezzi completamente liberalizzati per i consumatori industriali direttamente collegati, fatta eccezione per i consumatori con un consumo annuo inferiore a 50.000 gigacalorie (ivi inclusi i clienti domestici).

Avvio operatività della Borsa del gas

Il 24 ottobre 2014 sono state avviate le negoziazioni della prima Borsa del gas della Russia, costituita dal St. Petersburg International Mercantile Exchange (SPIMEX). Per il momento i contratti sono limitati ai volumi con consegna nel mese successivo, ma nel prossimo futuro la Borsa offrirà anche prodotti settimanali e giornalieri. Gazprom e altri produttori di gas indipendenti sono incoraggiati a negoziare una quota della loro produzione. Le regole della Borsa assegnano a Gazprom il diritto di gestire la metà dei volumi contrattati e ai fornitori indipendenti la parte restante. Per l'anno 2015, l'obiettivo è di avere un volume di negoziazioni almeno pari a 35 miliardi di metri cubi. I volumi di gas negoziati in Borsa hanno la priorità di trasporto. L'avvio della Borsa del gas è da considerarsi una tappa decisiva del percorso verso una maggiore liberalizzazione del mercato del gas e una maggiore trasparenza del prezzo.

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) è 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.

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 alle piccole e medie imprese con un consumo annuo non eccedente i 30 MWh sono ancora regolati dall'Autorità (URSO).

Il 5 novembre 2014 il Governo ha adottato la nuova politica energetica che definisce gli obiettivi e le priorità del settore energetico al 2035, tra cui sono ricomprese la costruzione di un impianto nucleare, la conferma del regime applicato alla centrale termoelettrica Nováky e l'estensione della licenza per l'esercizio dell'impianto nucleare di Slovenské elektrárne.

Decreto sulla regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Il decreto URSO n. 221/2013 sulla regolamentazione del settore elettrico è stato 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 che si applica a decorrere dal 2014. Per gli impianti connessi alla rete di trasmissione è stato fissato un cap al valore della suddetta tassa, pari a 0,5 euro/MWh, mentre per gli impianti connessi alla rete di distribuzione tale tassa è calcolata considerando il 30% del costo della capacità riservata, senza la previsione di alcun tetto al suo valore;
- > da tale meccanismo sono stati esentati i fornitori di servizi ausiliari o i fornitori di energia elettrica alle reti di trasmissione, 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 e di quote di emissione di CO₂ e altri costi (per acqua, nafta, altri additivi) saranno considerati come costi ammissibili e saranno rimborsati. I costi fissi saranno adeguati per il coefficiente di utilizzazione dell'impianto.

Efficienza energetica

La direttiva comunitaria n. 2012/27/CE sull'efficienza energetica è stata recepita nell'ordinamento nazionale nell'ottobre 2014. Gli elementi principali contenuti nella legge di recepimento sono: la definizione di un framework regolatorio per l'efficienza energetica al fine di raggiungere gli obiettivi stabiliti dalla direttiva; la previsione di obiettivi non vincolanti per le imprese energetiche; l'introduzione di obblighi di risparmio nel settore residenziale; la definizione e l'implementazione di audit energetici, servizi energetici e contratti di performance energetici; la definizione di diritti e doveri per gli attori nazionali responsabili del monitoraggio.

Termine operatività impianto idroelettrico Gabčíkovo

In seguito alla decisione del Governo slovacco di interrompere il contratto tra Slovenské elektrárne e la società statale Vodohospodárska výstavba, l'operatività dell'impianto idroelettrico Gabčíkovo verrà sospesa a decorrere dal 10 marzo 2015.

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 a 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 (nel mese di 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.

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:

- > una tassa del 20% sui profitti derivanti dalla vendita di energia;

> un limite massimo alla quantità di energia da vendere all'operatore nazionale del mercato (NEK) a prezzo preferenziale. A giugno 2014 il regolatore bulgaro ha introdotto l'obbligo di pagamento degli sbilanciamenti per i produttori di energia rinnovabile. Al fine di stabilizzare il mercato del bilanciamento, il Governo ha annunciato a dicembre alcune misure come l'introduzione di un tetto al prezzo degli sbilanciamenti (soglia compresa tra 0 e 100 euro/MWh) e alcune modifiche alla metodologia di calcolo del costo di sbilanciamento.

Grecia

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della feed-in tariff differenziato per fonte. Gli incentivi sono assegnati tramite un contratto di lungo termine della durata di 20 anni per tutte le fonti, a eccezione degli impianti fotovoltaici su tetto con potenza inferiore a 10 kW per i quali la durata è di 25 anni. La legge n. 4092/2012, parzialmente modificata a maggio 2013 dalla legge n. 4153/2013, ha introdotto una tassa temporanea (per il periodo luglio 2012 - giugno 2014) sui ricavi degli impianti esistenti di produzione da fonte rinnovabile (pari al 10% per tutte le tecnologie rinnovabili e al 37-42% o 34-40% per il fotovoltaico in base alla Commercial Operation Date degli impianti).

Il 30 marzo 2014 il Parlamento greco ha approvato la legge n. 4254 – c.d. "New Deal" – con l'obiettivo di razionalizzare il conto specifico relativo alle fonti rinnovabili. Le principali modifiche introdotte in vigore dal 1° aprile 2014 sono:

- > parziale riduzione dei ricavi registrati nel 2013 mediante emissione di una nota di credito (10% sui ricavi da produzione eolica e mini-idro e 35-37,5% sui ricavi da produzione fotovoltaica);
- > riduzione, dal 1° aprile 2014, delle feed-in tariff (FIT) vigenti per gli impianti esistenti di circa il 6% per gli impianti eolici e mini-idro e di circa il 45% per gli impianti fotovoltaici, con conseguente eliminazione della precedente "turnover tax" (in vigore fino a fine giugno 2014);
- > riduzione delle FIT per i nuovi impianti che entreranno in esercizio dopo il 1° aprile 2014;
- > eliminazione del meccanismo di aggiustamento delle FIT rispetto all'indice dei prezzi al consumo (precedentemente fissato al 25%);
- > estensione della validità dei Power Purchase Agreement (PPA) per sette anni a determinate condizioni.

Romania

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le

fonti rinnovabili è il sistema dei certificati verdi (CV), a 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 da legge – come quote di produzione linda da rinnovabile. L'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria ricalcolata al fine di equilibrare la domanda e l'offerta. Il valore dei certificati varia sulla base di coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte. Il prezzo dei CV è definito per legge in un intervallo tra un valore minimo e un valore massimo (cap & floor). In caso di inadempimento, i venditori sono soggetti a una penale. L'ordinanza di modifica temporanea del meccanismo dei CV, EGO n. 57/2013 emessa a giugno e approvata definitivamente a 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. 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, 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, 2,3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica.

Il 19 marzo 2014 il Governo rumeno ha ridotto all'11,1%, rispetto al precedente 15%, la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili da incentivare nel corso del 2014.

In data 11 giugno 2014 il Governo ha approvato una decisione, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale il 4 luglio 2014, che introduce un meccanismo di esenzione dall'obbligo d'acquisto dei CV per una serie di grandi consumatori di energia elettrica. La disposizione è stata approvata dalla Commissione Europea il 15 ottobre 2014. Il regime di sostegno, della durata di 10 anni, è applicabile dal 1° dicembre 2014 e consentirà di ridurre l'obbligo in misura variabile rispetto al livello di consumo e alla spesa per energia di ciascuna impresa, fino a un valore massimo dell'85%.

Il 12 dicembre 2014 il Governo ha approvato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2015 e pari all'11,9% rispetto al precedente 16%.

Spagna

Il sistema di incentivazione spagnolo per le fonti rinnovabili

era basato prevalentemente su uno schema di feed-in tariff e feed-in premium. Sia il 2012 sia il 2013 sono stati caratterizzati da una politica energetica focalizzata principalmente sulla necessità di risolvere il problema del "deficit tariffario". A tal fine il regio decreto legge n. 1/2012, ha, da una parte, sospeso i procedimenti di "pre-assegnazione" e, dall'altra, soppresso gli incentivi economici per le nuove installazioni da energie rinnovabili non iscritte nel Registro.

La legge n. 15/2012 ha introdotto una tassa del 7% sull'energia elettrica prodotta da qualsiasi tipo di tecnologia e 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).

Nel corso del 2013 il regio 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, e ha modificato il riferimento dell'indicizzazione della feed-in tariff per le rinnovabili e la cogenerazione.

Nell'ambito del processo di riforma del settore elettrico iniziato a luglio 2013 mediante l'adozione del regio decreto legge n. 9/2013, il 6 giugno 2014 è stato approvato il regio decreto n. 413/2014 concernente la regolazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili, cogenerazione e residui. Il decreto introduce un nuovo schema di remunerazione basato sul concetto di "profitabilità ragionevole", pari all'andamento dei titoli di Stato decennali, maggiorato di 300 punti base. Per il primo periodo regolatorio, della durata di sei anni a partire da giugno 2013, il ritorno dell'investimento dovrebbe attestarsi al 7,4% reale pre-tasse. Il nuovo schema prevede una remunerazione basata sulla vendita dell'energia al prezzo di mercato, cui si aggiunge una retribuzione annuale addizionale solo nel caso in cui il prezzo di mercato non sia sufficiente a garantire il livello di profitabilità ragionevole fissato. L'eventuale remunerazione addizionale è determinata sulla base di costi standard operativi e di investimento di un'impresa efficiente e ben gestita e per cluster di impianti. I suddetti parametri standard sono stati definiti in data 20 giugno 2014 mediante l'approvazione dell'ordine ministeriale n. IET/1045/2014. In data 8 luglio 2014 Enel Green Power ha presentato ricorso amministrativo contro il regio decreto n. 413/2014 e l'ordine ministeriale n. IET/1045/2014. Relativamente al ricorso contro il regio decreto, la domanda è stata presentata e si è in attesa delle fasi seguenti del processo. Relativamente al ricorso contro l'ordine ministeriale, sono state richieste informazioni addizionali al Tribunale Supremo e una volta che tali informazioni saranno presentate, decorrerà il termine di

20 giorni lavorativi entro il quale Enel Green Power dovrà presentare le proprie domande.

Il 5 agosto 2014 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. IET/1459/2014 con il quale sono stati definiti i parametri per la remunerazione e il meccanismo di assegnazione del regime di remunerazione specifico per i nuovi impianti eolici e fotovoltaici nei sistemi elettrici extrapeninsulari.

Portogallo

Il regime tariffario che si applica agli impianti eolici risulta essere principalmente basato sul meccanismo di feed-in tariff. In data 24 giugno 2014, al fine di aumentare la capacità degli impianti eolici esistenti, che possiedono condizioni tecniche e risorsa eolica adeguate, è stato pubblicato il decreto legge n. 94/2014 che regola le condizioni di immissione in rete di una quantità di energia superiore alla potenza di connessione e la relativa remunerazione.

America Latina

In America Latina, lo sviluppo delle fonti rinnovabili è meno diversificato rispetto allo scenario europeo. In particolare, il territorio è storicamente caratterizzato da matrici elettriche con una forte presenza di grandi impianti idroelettrici anche se negli ultimi anni si sta assistendo a un progressivo processo di diversificazione. Gli schemi di remunerazione che prevalgono, sono contratti di lungo termine, definiti PPA (Power Purchase Agreement), 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 asta si distinguono in impianti nuovi e impianti esistenti e possono essere definite in:

- > *Leilão Fontes Alternativas*, riservate alle tecnologie rinnovabili eolica, biomassa e idroelettrico fino a 50 MW;
- > *Leilão Energia de Reserva*, alla quale possono accedere i progetti che entreranno in esercizio entro tre anni dalla data di svolgimento dell'asta. Queste tipologie di asta sono convocate tipicamente per incrementare il margine di riserva e/o promuovere lo sviluppo di determinate tecnologie (come il rinnovabile);
- > *Leilão de Energia Nova*, alla quale possono accedere tutti i

progetti con data prevista di esercizio superiore a tre anni dall'asta. Tali aste si differenziano in A-3 e A-5 in funzione dell'obbligo del produttore di fornire l'energia assegnata dopo 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 impianti idroelettrici.

Nel corso del 2014 si sono tenute quattro aste che hanno complessivamente visto la firma di contratti per oltre 8 GW (di cui oltre il 90% rappresentato da nuova capacità). In particolare, il 31 ottobre si è celebrata la prima asta di riserva a livello federale, con un blocco di capacità specifico per gli impianti solari che ha visto l'assegnazione di circa 890 MW.

Il 17 dicembre il Ministero dell'Energia ha pubblicato il nuovo piano di espansione del settore (PDE 2023 - *Plano Decenal de Expansão de Energia*) che include importanti percentuali di crescita previste per la capacità rinnovabile. Sulla base del piano presentato, il Governo stima che la capacità eolica crescerà mediamente di 2 GW all'anno fino al 2023, mentre la capacità solare e biomassa rappresenteranno, sempre al 2023, una quota di circa il 13% sul totale installato del Paese.

Il 25 novembre 2014, con delibera n. 1832 il regolatore ANEEL ha modificato la banda di oscillazione del prezzo di Borsa (*Preço de liquidação das diferenças* - PLD) fissando il nuovo limite inferiore (circa 12 euro/MWh) e superiore (circa 151 euro/MWh).

Cile

Il Cile è caratterizzato da un sistema di quote obbligatorie in capo a chi ritira l'energia per commercializzarla con distributori o venditori finali. La legge stabilisce due differenti target a seconda della data di firma del contratto di fornitura:

- > per tutta l'energia contrattualizzata tra il 31 agosto 2007 e il 30 giugno 2013 è previsto che venga immessa nel sistema, a partire dal 2014, una quota pari al 5%, con un aumento dello 0,5% annuo, al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024;
- > per tutti i contratti firmati a partire dal 1° luglio 2013, la legge n. 20698 del 2013 prevede un target del 20% al 2025 da raggiungere progressivamente partendo da una quota iniziale del 6% al 2014.

Tutte le fonti rinnovabili sono eleggibili ai fini dell'obbligo. Con specifico riferimento agli impianti idroelettrici fino a 40 MW, è previsto un fattore di correzione che riconosce integralmente i primi 20 MW e introduce un décalage per la quota tra 20 e 40 MW. Il meccanismo prevede inoltre delle penalità in caso di non raggiungimento della quota obbligatoria.

A maggio del 2014 è stata presentata la nuova Agenda Energetica del Paese indicando i principali obiettivi del sistema, le tappe dell'agenda normativa e il piano di investimenti che il Governo intende effettuare nel prossimo mandato. Con particolare riferimento alle rinnovabili, l'Agenda, oltre a confermare il target del 20% al 2025 sull'energia contrattualizzata, introduce un ulteriore obiettivo in termini di capacità installata, prevedendo che il 45% della nuova capacità che verrà installata nel periodo 2014-2025 sarà rappresentata da impianti rinnovabili.

Messico

Il 2014 ha visto la progressiva approvazione e pubblicazione delle leggi e dei regolamenti facenti seguito alla importante riforma energetica pubblicata il 20 dicembre 2013 e volta alla ristrutturazione del settore energetico e petrolifero.

Nel mese di agosto è stata pubblicata la normativa secondaria della riforma energetica. In particolare, e con specifico riferimento al settore elettrico, sono state pubblicate:

- > la "*Ley de la Industria Eléctrica*", che prevede l'introduzione di un mercato competitivo per la generazione e la creazione di un operatore indipendente per la gestione del mercato, l'introduzione di un meccanismo di certificati di energia "*limpia*" e la definizione delle regole per il periodo di transizione precedente l'avvio ufficiale del mercato all'ingrosso dell'energia;
- > la "*Ley de Energía Geotérmica*", che definisce uno specifico framework regolatorio per le attività di esplorazione e produzione di energia da fonti geotermiche, e il meccanismo di individuazione delle aree per le concessioni e delle procedure per la loro successive assegnazione;
- > la "*Ley de la Comisión Federal de Electricidad*", che riorganizza ruolo e struttura dell'ex monopolista pubblico dell'energia elettrica (CFE).

In data 31 ottobre 2014 sono stati inoltre pubblicati i relativi regolamenti che includono anche le linee guida per un meccanismo di certificati di energia (*Certificados de Energía Limpia*) finalizzato al raggiungimento dell'obiettivo del 35% di generazione elettrica da fonti non inquinanti al 2024. L'obbligo

go sarà in vigore a partire dal 2018 e il corrispondente target sarà definito entro marzo 2015.

In vista dell'avvio del mercato all'ingrosso, la cui data è prevista per il 1° gennaio 2016, è stato inoltre ufficialmente creato l'operatore indipendente del mercato (CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía).

Con riferimento alla remunerazione della generazione da fonti rinnovabili, l'assetto regolatorio precedente alla riforma faceva riferimento alla legge per la promozione delle fonti rinnovabili (LAERFTE), pubblicata nel 2008. Nello specifico gli investitori privati partecipavano, con riferimento alla loro attività, come IPP (Independent Power Producer) vendendo tutta la loro capacità alla Comisión Federal de Electricidad attraverso meccanismi di asta, self supplier (in caso di autoconsumo) e produttori di piccola scala (con capacità installata minore di 30 MW che vendevano la loro capacità tramite tariffe regolate dalla Comisión Federal de Electricidad).

In linea con quanto previsto dal nuovo assetto regolatorio:

- > gli impianti operativi alla data di avvio del mercato e quelli in possesso di un contratto di interconnessione potranno mantenere gli schemi di remunerazione di cui beneficiavano prima della riforma;
- > i nuovi impianti e tutti quelli non ancora in possesso di un contratto di interconnessione potranno accedere ai diversi schemi di vendita introdotti dalla riforma (aste per la fornitura dei clienti regolati, contratti bilaterali con clienti liberi e vendita spot nel mercato all'ingrosso) che sono attualmente in fase di completa definizione.

Con particolare riferimento allo sviluppo di impianti da fonte geotermica, nei primi mesi del 2015 la Comisión Federal de Electricidad identifierà i siti che intende sviluppare autonomamente e quelli che saranno successivamente assegnati a investitori privati tramite aste dedicate (Ronda Zero).

Centro America

SIEPAC - Mercato Elettrico Regionale

Il Mercato Elettrico Regionale (MER), avviato ufficialmente il 1° giugno 2013 dal regolatore regionale (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica - CRIE), ha visto il completamento dell'ultima sezione della linea di trasmissione SIEPAC il 29 settembre.

Nel corso della seconda metà del 2014 CRIE ha inoltre emesso una serie di risoluzioni al fine di completare lo schema di regolamentazione regionale e concludere il regime transitorio in vigore da marzo 2013. L'implementazione dello

schema di regolamentazione regionale rappresenta il primo passo per il consolidamento delle norme relative agli scambi transfrontalieri tra i sei Paesi del Centro America (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica e Panama).

Panama

Il 12 giugno 2013, in linea con la politica energetica volta alla diversificazione della matrice energetica, il Governo di Panama ha ratificato la legge n. 605, che stabilisce incentivi fiscali per sostenere lo sviluppo della tecnologia solare. I nuovi incentivi includono l'esenzione dalle imposte d'importazione, l'introduzione di crediti fiscali e la possibilità di effettuare ammortamenti accelerati.

Il 31 marzo 2014 è stata pubblicata, da parte del Presidente della Repubblica, la risoluzione n. 41, che ha riconosciuto all'impianto idroelettrico Fortuna, del Gruppo Enel, una compensazione di 75 milioni di dollari statunitensi divisa nel periodo 31 marzo 2014 - 31 dicembre 2016. L'ammontare è stato riconosciuto a seguito delle limitazioni di produzione imposte dal Governo all'impianto stesso, a loro volta dovute al ritardo dell'ampliamento della rete di trasmissione panamense.

Il 22 ottobre 2014 è stata pubblicata la risoluzione n. AN 7966 che ha introdotto la possibilità di esportare energia attraverso il Mercato Elettrico Regionale. La misura consentirà agli operatori del mercato di superare le attuali restrizioni della rete di trasmissione del sistema in attesa dell'ampliamento della rete previsto tra il 2016 e il 2017.

Costa Rica

Il regolatore ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos) ha modificato le tariffe per gli impianti rinnovabili, nuovi ed esistenti, a seguito dei risultati di una serie di consultazioni pubbliche tenutesi a novembre. L'aggiornamento avrà un impatto positivo per gli impianti esistenti (idroelettrici ed eolici), le cui tariffe sono state aumentate del 13%, mentre avrà un effetto negativo per i nuovi impianti, a causa della riduzione del 16% rispetto al 2014.

USA

Il sistema statunitense prevede un duplice livello di incentivazione delle fonti rinnovabili. In particolare, a livello federale esistono diverse forme di supporto quali: incentivi fiscali alla produzione e all'investimento (production tax credit e investment tax credit), ammortamento accelerato e sovven-