

in una tariffa con la medesima remunerazione;

- > per gli impianti che entreranno in produzione dopo il 1° gennaio 2013, ai sensi di quanto previsto dal decreto ministeriale 6 luglio 2012, l'applicazione, per gli impianti con potenza superiore a 5 MW, di un meccanismo basato su aste competitive al ribasso distinte per tecnologia e, per gli impianti di potenza inferiore ai 5 MW, l'iscrizione in appositi registri con determinati criteri di priorità.

I meccanismi di incentivazione sopra riportati termineranno al raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 5,8 miliardi di euro. Al 30 novembre 2016 il costo indicativo cumulato annuo è di 5,418 miliardi di euro.

Con riferimento alla tecnologia solare, il sistema di incentivazione prevedeva l'applicazione dei diversi Conti Energia, di cui il I, II, III, IV (dal 19 settembre 2005 al 26 agosto 2012) basati su un sistema di feed-in premium (tariffa incentivante cumulativa rispetto al prezzo zonale orario), mentre il V Conto Energia (dal 27 agosto 2012), basato su un sistema di feed-in tariff (tariffa onnicomprensiva), è terminato con il raggiungimento dei 6,7 miliardi di euro il 6 luglio 2013.

Decreto ministeriale fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico del 23 giugno 2016

In data 23 giugno 2016 è stato pubblicato un nuovo decreto ministeriale sugli incentivi per le fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica. Si tratta di un decreto transitorio (solo per l'anno 2016) che ricalca l'impostazione del precedente decreto del 6 luglio 2012. Sono previsti meccanismi competitivi per l'accesso agli incentivi, quali aste per impianti con potenza maggiore di 5 MW (che sono state concluse a fine 2016) e registri per gli impianti con potenza ≤5 MW.

Iberia

Spagna

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 31 marzo 2016 il Ministero dell'Industria, Energia e Turismo ha iniziato la procedura per l'introduzione di una nuova ordinanza ministeriale con cui verrà stabilita la remunerazione per l'attività di distribuzione per l'anno 2016, conformemente con quanto disposto dall'ordinanza IET/2735/2015. Tran-

sitoriamente, fino all'approvazione di tale nuova ordinanza, verrà mantenuta la remunerazione prevista per l'anno 2015. Tale ordinanza (IET/980/2016) è stata pubblicata il 16 giugno, stabilendo la remunerazione per l'attività di distribuzione per l'anno 2016. A Endesa è stata assegnata una remunerazione pari a 2.014 milioni di euro. Inoltre, sempre per Endesa, il livello degli incentivi per qualità del servizio e perdite non tecniche è stato fissato pari a 7 e 2 milioni di euro rispettivamente. Tale ordinanza determina anche la remunerazione base del primo periodo regolatorio che va dal 1° gennaio 2016 al 31 dicembre 2019.

Buono Sociale

Il 10 settembre 2016 è stata pubblicata l'ordinanza IET/1451/2016 che determina le percentuali di attribuzione dei costi per il finanziamento del Buono Sociale per il 2016. Endesa dovrà sostenere il 41,10% dei costi.

Il 24 ottobre 2016 la Corte Suprema ha dichiarato inapplicabile il regime di finanziamento del Buono Sociale precedentemente stabilito, in quanto incompatibile con la direttiva europea 2009/72/CE.

Il 24 dicembre 2016 è stato pubblicato il regio decreto legge n. 7/2016 con il quale si regola il meccanismo di finanziamento del Buono Sociale e altre misure a protezione dei consumatori vulnerabili. In base a esso, il Buono Sociale coprirà la differenza tra il prezzo per il consumatore domestico (PVPC) e un valore base, che potrà essere distinto a seconda delle categorie di consumatore vulnerabile, e che si chiamerà tariffa di ultima istanza, che sarà applicata dal venditore di riferimento in bolletta ai consumatori aventi diritto.

Il Buono Sociale sarà finanziato dalle società di vendita o dalla holding per le società verticalmente integrate. La percentuale di attribuzione dei costi per il finanziamento del Buono Sociale verrà stabilita annualmente dalla Autorità per i Mercati e la Concorrenza (CNMC) e sarà proporzionale al numero dei clienti. In via transitoria, è stato stabilito che Endesa dovrà sostenere il 37,67% dei costi di finanziamento.

Il regio decreto legge n. 7/2016 dovrà essere approvato da regio decreto entro tre mesi dalla data di pubblicazione.

Efficienza energetica

L'ordinanza IET/359/2016 del 17 marzo 2016 ha disposto a carico di Endesa un apporto al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica di 29,7 milioni di euro, corrispondenti agli obblighi di risparmio energetico relativi al 2016.

Margine di commercializzazione incorporato nel prezzo volontario per il cliente domestico (PVPC)

Il 25 novembre 2016 è stato pubblicato il regio decreto n. 469/2016 che stabilisce il metodo per fissare il margine di commercializzazione del prezzo volontario per il consumatore domestico, dando compimento a diverse sentenze della Corte Suprema che avevano dichiarato non valido il margine fissato in base alle disposizioni del regio decreto n. 216/2014. Il 24 dicembre 2016 è stata pubblicata l'ordinanza ministeriale ETU/1948/2016 che, a partire dal 1° gennaio 2017, stabilisce i valori del margine di commercializzazione del PVPC per gli anni 2014, 2015, 2016 e per il futuro.

Tariffa elettrica per il 2017

Il 29 dicembre 2016 è stata pubblicata l'ordinanza ETU/1976/2016 con la quale si stabiliscono le tariffe di accesso di energia elettrica per il 2017. Vengono confermate le tariffe precedentemente in vigore.

Tariffa del gas naturale per il 2017

Il 23 dicembre 2016 è stata pubblicata l'ordinanza ETU/1977/2016 con la quale si stabiliscono le tariffe di accesso del gas naturale per il 2017. Vengono confermate in generale le tariffe precedentemente in vigore, con attualizzazione della tariffa di ultimo ricorso (TUR), ridotta in media del 9% in seguito alla diminuzione del costo della materia prima.

Rinnovabili

Durante gli ultimi mesi del 2015 è stato definito il criterio per assegnare incentivi ai nuovi impianti di energia rinnovabile, in linea con l'ultimo quadro normativo. Ciò annulla l'efficacia della moratoria imposta dal regio decreto legge n. 1/2012. Questo criterio, che prevede l'assegnazione mediante un processo d'asta, era stato già contemplato nella nuova legge sull'approvvigionamento elettrico, anche se i dettagli per la sua applicazione rimanevano ancora da definire. È stato definito mediante il regio decreto n. 947/2015, il decreto ministeriale IET/2212/2015 e la risoluzione del 30 novembre del Segretario di Stato per l'energia. La prima asta, fissata per il 14 gennaio 2016, sollecita 500 MW di potenza eolica e 200 MW da biomasse. L'asta è stata aggiudicata, per i progetti eolici, senza nessun incentivo, mentre nel caso dei progetti di biomassa è stato riconosciuto il solo incentivo legato ai

costi di gestione degli impianti (componente Ro). Enel Green Power España, che ha partecipato all'asta per l'assegnazione di capacità eolica, non è stata aggiudicataria di nessun progetto.

Il nuovo Governo spagnolo è stato costituito a ottobre con la nomina del Presidente Mariano Rajoy, dopo 10 mesi di Governo *ad interim*. Il nuovo segretario di Stato dell'Energia è stato designato il 15 novembre e, successivamente alla sua nomina, sono state preparate due bozze importanti per le rinnovabili: la prima sulla revisione dei parametri retributivi per il periodo 2017-2019 e la seconda su un nuovo regio decreto e su un decreto ministeriale per svolgere alcune aste durante il 2017 per 3.000 MW.

A ottobre del 2016 è iniziato anche un nuovo progetto per la realizzazione e l'applicazione del Grid Code, che è molto importante per l'integrazione delle rinnovabili.

Marocco

Rinnovabili

A febbraio 2016 il Governo ha avallato il progetto di legge n. 58/2015 che modifica alcuni aspetti della legge n. 09/2013. Questo disegno di legge prevede che i produttori di energia rinnovabile possano accedere anche alle reti di bassa tensione. Le condizioni specifiche verranno definite e regolamentate successivamente. Tale disegno di legge regola anche aspetti relativi all'immissione di energia rinnovabile in eccesso nella rete ad alta tensione.

Il 9 giugno 2016 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale la legge n. 48/2015 per organizzare il mercato elettrico e creare un nuovo regolatore per l'elettricità (ANRE). Il nuovo regolatore dovrà fissare le tariffe di trasporto e distribuzione di energia elettrica ed eliminare le discriminazioni nell'accesso alle reti di trasporto di elettricità.

Il 24 giugno 2016 il Governo ha approvato tre decreti legge per riformare principalmente l'attività di MASEN. I testi dovranno essere approvati dalle due camere del Parlamento marocchino. Nel futuro, MASEN e non più ONEE, sovrintenderà alle attività rinnovabili in Marocco, a eccezione delle rinnovabili di soggetti privati (legge n. 13/2009) e delle stazioni di pompaggio (STEP). Si prevede, quindi, un trasferimento di attività e di competenze da ONEE a MASEN. Con le future modifiche, l'agenzia pubblica ADEREE si concentrerà sui temi dell'efficienza energetica.

Nel terzo trimestre del 2016 sono state pubblicate tre nuove leggi che modificano le funzioni di alcuni importanti enti regolatori del settore energetico in Marocco:

- > la legge n. 37/2016, che modifica e integra la legge MASEN n. 57/2009, prevede che MASEN venga rinominato "L'Agenzia Marocchina per l'Energia Sostenibile", si occuperà di sviluppare il settore dell'energia elettrica da tutte le fonti di rinnovabili (eolica, solare, idrica) con obiettivi predefiniti per legge (dovrà costruire nuovi impianti per una capacità totale di 3.000 MW entro il 2020 e 6.000 MW entro il 2030). Gli investitori privati potranno sviluppare impianti di energia rinnovabile in applicazione della legge n. 13/2009;
- > la legge n. 38/2016, che modifica e completa l'art. 2 del *Dahir* 1-63-226, dispone la rimozione da ONEE di qualsiasi funzione relativa alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, a eccezione dei cosiddetti "STEPS" e dei progetti rinnovabili nel quadro normativo della legge n. 13/2009, nonché il trasferimento di tutti i beni di produzione (ER) e di una parte dei dipendenti da ONEE a MASEN (entro un periodo massimo di cinque anni);
- > la legge n. 39/2016, che modifica e integra la legge n. 16/2009, prevede la rimozione delle competenze di ADEREE relative alla produzione di energia rinnovabile e la loro assegnazione in favore di MASEN. ADEREE, di fatto, si occuperà solo di efficienza energetica e cambierà il suo nome in "Agence Marocaine pour l'Efficacité Énergétique".

Europa e Nord Africa

Russia

Mercato della capacità e capacity payment

Il 27 giugno scorso è stato pubblicato il decreto del Governo n. 563 recante modifiche alle modalità di calcolo del prezzo dei capacity payment (DPM), che ne assicurano una corretta definizione sia per il 2017 sia per gli anni in avanti.

In materia di aste sul mercato della capacità, il 25 luglio 2016 sono stati rivisti i termini di partecipazione al meccanismo prevedendo che anche la domanda possa accedere attraverso la riduzione dei volumi di consumo.

Le ultime aste per la capacità (risultati pubblicati il 20 settembre 2016) hanno stabilito i parametri (prezzo e quantità) per l'anno 2020.

Il decreto del Governo n. 1458 del 23 dicembre 2016 ha mantenuto anche per il 2017 i coefficienti delle penali per indisponibilità degli impianti ai livelli minimi.

Rinnovabili

Con decreto del Governo n. 850 del 10 maggio 2016 sono state apportate le seguenti modifiche alla regolazione in materia di rinnovabili:

- > lo schema di incentivi per impianti fotovoltaici e piccolo idro è stato prolungato fino al 2024 (dal 2020);
- > i volumi di capacità obiettivo per il solare e il piccolo idro, non selezionati per le precedenti aste (anni 2013-2015), sono stati coperti e anche riallocati fino al 2024 (85,8 MW per il solare; 168 MW per il piccolo idro);
- > i volumi target totali sono stati mantenuti ai livelli iniziali (5.871 MW).

Il 14 giugno 2016 sono stati resi noti i risultati finali delle aste per gli investimenti in fonti rinnovabili per il quadriennio 2016-2019, che hanno visto l'aggiudicazione di soli progetti per impianti eolici.

Il 29 settembre è stato inoltre pubblicato il decreto del Governo sulle compensazioni statali per i costi di connessione alla rete delle centrali che utilizzano fonti rinnovabili o torba. Lo schema, che si applica agli impianti con capacità installata al massimo pari a 25 MW, prevede che la compensazione non possa superare il 70% dei costi di connessione alla rete e comunque il valore dei 15 milioni di rubli per impianto.

Regolazione Antitrust

Il 5 luglio 2016 il Servizio Federale Antitrust (FAS) ha emesso un avviso ufficiale affinché T Plus elimini le pratiche scorrette poste in essere contro Enel Russia in relazione al mercato del calore. In particolare, l'avviso prevede un obbligo per T Plus di sottoscrivere un contratto di fornitura del calore con Enel Russia in relazione all'impianto SuGRES nella città di Ekaterinburg.

Mercato del calore

Con il decreto del 1° dicembre 2016 il Governo ha stabilito regole più stringenti per UHS (Unified Heat Supplier) nel caso di mancato rispetto delle tempistiche di pagamento verso altri fornitori e per i servizi di rete. Nello specifico, UHS perderà la licenza di fornitura nel caso di mancato pagamento dei fornitori per due periodi di fatturazione consecutivi, nonché nel caso di ripetuta violazione di altri termini contrattuali. La violazione deve in ogni caso essere accertata dal giudice o dal Servizio Federale Antitrust (FAS).

Romania

Metodologia per il riconoscimento degli investimenti in distribuzione

A marzo 2016 ANRE ha approvato una nuova procedura di riconoscimento degli investimenti ai fini tariffari, che entrerà in vigore a partire dal 2017, e che nel 2016 servirà da raccomandazione per i distributori.

In particolare la procedura prevede (i) il non riconoscimento di investimenti inefficienti, (ii) il non riconoscimento dei costi dei lavori che eccedano del 10% i costi preventivati, (iii) la possibilità di modificare soltanto al massimo del 10% il piano annuale di investimenti una volta presentato.

Tariffe di ultima istanza

Secondo il calendario della liberalizzazione delle tariffe regolate per i clienti domestici, la percentuale di energia che i fornitori di ultima istanza dovranno approvvigionare dal mercato libero sarà del 80% nel primo trimestre 2017 e del 90% nel secondo trimestre 2017.

Tariffe di distribuzione 2017

A dicembre 2016 ANRE ha pubblicato le tariffe di distribuzione per il 2017, pari in media a 98,6 lei/MWh, in riduzione dell'8% circa rispetto alle tariffe di distribuzione del 2016.

Smart metering

Nell'ambito del progetto pilota di smart metering, alla fine del 2016 risultavano installati 110.000 contatori elettronici. I risultati dei progetti pilota sono stati trasmessi al regolatore ANRE, che sta lavorando all'analisi costi-benefici per l'approvazione del progetto di roll-out massivo 2017-2020.

Rebranding delle imprese di distribuzione

Il 16 agosto il regolatore ANRE ha inviato ai distributori di energia elettrica una lettera contenente le misure minime che i distributori devono porre in atto in merito al rebranding.

Tra ottobre e dicembre 2016 Enel ha comunicato ad ANRE l'adozione di un nuovo nome e un nuovo logo per le proprie società di distribuzione in Romania e ha modificato le licenze corrispondenti.

Rinnovabili

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 dalla legge – come quote di produzione lorda 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. 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. 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 certificati verdi CV, EGO n. 57/2013, 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). Nella legislazione attuale 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 Governo sta elaborando però un nuovo programma per il periodo di reinserimento, che potrebbe essere posticipato al 2018-2025 per gli impianti eolici e al 2025-2030 per il fotovoltaico. Il 30 dicembre 2016 il Governo ha pubblicato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2017, pari all'8,3%; nel 2016 tale quota era pari al 12,15%.

Grecia

Rinnovabili

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della feed-in tariff differenziato per fonte. Negli anni 2012-2014 varie misure sono state introdotte per ridurre il deficit di sistema riducendo gli incentivi. Un nuovo meccanismo di sostegno Fonti di Energia Rinnovabile (FER), sulla base di linee guida sugli aiuti di Stato 2014-2020, tra cui feed-in premium e gare, è entrato in vigore il 1° gennaio 2016 sostituendo il regime precedente. Lo schema finale è stata approvato dal Parlamento il 9 agosto 2016 (legge n. 4414/2016).

Il mercato elettrico Wholesale e il Capacity Assurance Mechanism (CAM) sono in fase di riforma. In particolare, mentre la riforma del mercato wholesale deve essere completata entro il dicembre 2017 e il mercato di sbilanciamenti entro giugno 2017, il modello CAM (basato su quattro pilastri: disponibilità di capacità, flessibilità, riserva strategica, Demand Side Response) ha visto nel mese di maggio 2016 l'approvazione di un modello temporaneo da parte del Parlamento greco; tale misura temporanea dovrebbe essere sostituita da una nuova, permanente, che dovrebbe entrare in vigore nel 2017.

Bulgaria

Rinnovabili

Il sistema di incentivazione bulgaro è caratterizzato prevalentemente da feed-in tariff differenziate per fonte. Accedono al meccanismo gli impianti eolici on-shore, gli impianti fotovoltaici, idroelettrici con capacità inferiore a 10 MW e infine gli impianti alimentati a biomassa con capacità inferiore a 5 MW. Dal 2012 al 2014 sono stati introdotti numerose modifiche alla regolazione tra cui una imposta locale del 20% (poi annullata dalla Corte), una access fee, dei limiti alla produzione incentivata; tutti strumenti mirati a ridurre il deficit di sistema generatosi per effetto degli incentivi.

Turchia

Rinnovabili

La regolazione delle energie rinnovabili in Turchia prevede un meccanismo di feed-in tariff in dollari statunitensi, garantito per 10 anni, con la possibilità di passare per gli operatori di optare per il mercato aperto ogni anno fino al 2020. Nel caso in cui si utilizzi componentistica locale, il sistema prevede ulteriori cinque anni di incentivazione garantita.

Il 1° maggio 2016 l'Autorità Nazionale di Regolamentazione (EMRA) ha modificato la legislazione prevista per i partecipanti al meccanismo d'incentivo in relazione all'esenzione di partecipazione nel mercato di bilanciamento.

Il 17 giugno 2016 il Parlamento ha approvato emendamenti alla legge di energia, tra cui un cambiamento nel meccanismo di gara per le energie rinnovabili.

Il 9 ottobre 2016 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale il Regulation on Renewable Energy Resource Areas (RERA Regulation), che disciplina delle aree speciali chiamate Renewable Energy Resources Areas (RERAs). Questo regolamento ha permesso di ottenere, per specifiche aree, le licenze

necessarie all'installazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili senza dover attendere l'approvazione del Consiglio dei Ministri.

Germania

Rinnovabili

Nel Paese sono previste tre tipologie diverse di meccanismo di incentivazione:

- > feed-in tariff, applicabile per gli impianti in quantità diverse a seconda della data di entrata in esercizio;
- > feed-in premium, calcolata come differenza tra l'"applicable value" (ct/kWh) per ogni tipo di fonte rinnovabile e la media del prezzo mensile dell'energia elettrica;
- > aste.

La nuova legge RES (EEG), entrata in vigore a gennaio 2017, consente al feed-in tariff di essere scartato a favore del sistema di aste per la maggior parte delle tecnologie rinnovabili. Le offerte prevederanno uno specifico ammontare di capacità installata ogni anno, per poter favorire nuovi corridoi di crescita, che sono: a) per gli impianti eolici onshore pari a 2,8 GW all'anno per il periodo 2017-2019 e 2,9 GW all'anno dopo il 2020 (repowering inclusa); b) per gli impianti eolici offshore pari a 15 GW entro il 2030. Due offerte sono previste nel 2017 e nel 2018, pari a 1,55 GW ciascuna; c) per gli impianti fotovoltaici pari a 2,5 GW all'anno, di cui 600 MW in aste.

America Latina

In America Latina il Gruppo opera 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.

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 centraliz-

zato 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 finora implementata in Cile, Brasile, Perù e Colombia. In Brasile il prezzo di vendita dell'energia prodotta si basa invece sui prezzi medi delle aste di lungo periodo per energia esistente e nuova. In Colombia il prezzo è definito con aste realizzate tra gli operatori, con cui solitamente si firmano contratti di durata media (fino a un massimo di quattro anni). Un quadro normativo definito di recente sia in Cile sia in Perù, infine, consente ai distributori di sottoscrivere contratti a lungo termine per la vendita nel mercato finale regolato.

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).

Argentina

La revisione tariffaria e le altre novità regolatorie argentine

In data 27 gennaio 2016 è stata pubblicata la *Resolución* n. 06 del Ministerio de Energía y Minería che approva la riprogrammazione trimestrale estiva fino ad aprile 2017 per il mercato elettrico all'ingrosso, effettuata in base a nuovi criteri che tengano conto, nella determinazione del prezzo: (i) dell'effettivo costo dell'energia elettrica, depurato dei sussidi, (ii) di nuovi schemi di prezzo differenti per ciascuna tipologia di cliente residenziale in base alla capacità di risparmio nei consumi e (iii) di una nuova tariffa sociale. Tale risoluzione è un passo importante verso la ricostruzione dell'intera catena del valore e del relativo ciclo dei pagamenti del mercato elettrico.

A seguito della precedente risoluzione, in data 28 gennaio 2016, la *Resolución* n. 07 del Ministerio de Energía y Minería, diretta espressamente alle società di distribuzione, EDESUR SA ed EDENOR SA, istruisce ENRE, in modo tale che nell'ambito delle proprie facoltà effettui la revisione delle tariffe, come anticipazione della futura *Revisión Tarifaria Integral* (RTI), in modo da aggiornarle, incrementandole, applicando per le due società di distribuzione sopracitate il Regime Tariffario Transitorio. In aggiunta delibera di non continuare ad applicare il PUREE e di introdurre una nuova tariffa sociale all'intera clientela. Inoltre, stabilisce la data ultima entro la quale la RTI si dovrà definire che è il 31 dicembre 2016.

Nelle intenzioni della nuova amministrazione vi è la volontà di tornare ai principi fondamentali che ispirarono la legge n. 24065/1991 e di normalizzare il settore elettrico come già da tempo richiesto dalle società operanti in tale settore.

In data 29 gennaio 2016, quindi, ENRE ha emesso:

- > la *Resolución* n. 1/2016, che contiene un nuovo quadro tariffario, da applicare a ciascuna categoria di cliente a partire dal 1° febbraio 2016, e un regolamento di fornitura che ora prevede una fatturazione su base mensile;
- > la *Resolución* n. 2/2016, che invece prevede la chiusura del FOCEDA con decorrenza 31 gennaio 2016 e stabilisce un nuovo regime ai fondi incassati in applicazione della *Resolución* ENRE n. 347/12; in particolare, tali fondi non saranno più gestiti da un *fidecomiso*, ma depositati in un conto corrente di una istituzione bancaria riconosciuta dalla banca centrale argentina.

In data 30 marzo 2016 la Segreteria dell'Energia Elettrica argentina (SEE), dipendente dal Ministerio de Energía y Minería, attraverso la delibera n. 22/2016, ha aggiornato le tariffe fissa-

te dalla precedente delibera n. 482/2015, da applicarsi a partire da febbraio 2016. Gli incrementi hanno riguardato in particolare la remunerazione dei costi fissi delle unità di generazione termica (+70%) e le centrali idroelettriche (+120%), mentre la remunerazione dei costi variabili è stata incrementata del 40% per entrambe le tecnologie di generazione.

Le tariffe per la componente afferente alle attività di manutenzione non ricorrente sono state incrementate del 60% e del 25% rispettivamente per le centrali termiche e per quelle idroelettriche, mentre la remunerazione addizionale non è stata modificata. In ogni caso tale delibera è da considerarsi una misura provvisoria in attesa del nuovo quadro di regolamentazione del settore che verrà annunciato dal Governo.

Sviluppo di nuova capacità di generazione termoelettrica

In data 22 marzo 2016, con la delibera SEE n. 21/16, si invitano i soggetti interessati a presentare offerte di nuova capacità di generazione termica fino all'estate 2018. Sono escluse da tale offerta le unità preesistenti alla data di pubblicazione della delibera, o che fossero già connesse al sistema di interconnessione argentino (SADI), o per le quali l'energia generata fosse già stata impegnata attraverso altri accordi esecutivi.

Il contratto, previsto in delibera, potrà avere una durata tra i cinque e i 10 anni con CAMMESA in rappresentanza degli operatori del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), con una remunerazione per potenza da fissare in dollari statunitensi/MW/mese e per l'energia generata in dollari statunitensi/MWh con un prezzo differenziato per tipo combustibile. L'erogazione e il riconoscimento dei costi dei combustibili si realizzeranno nelle stesse forme attualmente in vigore. Sono previste soglie minime di capacità da rispettare in ciascun punto di connessione alla rete. Il 14 settembre è stato pubblicato nel Bollettino Ufficiale il risultato della licitazione di nuova capacità di generazione termica, dove sono stati aggiudicati 1.915 MW. Le offerte di potenza sono scaglionate nel tempo: 545 MW entro dicembre 2016; 685 MW entro marzo 2017; 229 MW entro giugno 2017. I rimanenti 456 MW dovrebbero entrare in servizio entro il 2018.

Il 16 novembre 2016, con le delibere SEE n. 420-16 e n. 455-16, la SEE ha convocato i soggetti interessati a sviluppare progetti infrastrutturali che contribuiscano a ridurre i costi nel mercato dell'energia elettrica ("MEM") e ad aumentare l'affidabilità nel sistema elettrico argentino.

Brasile

Aggiornamento “*Bandeiras Tarifárias*”

A partire dal 1° febbraio 2016, le classi di costo di generazione più alto, “Giallo” e “Rosso”, sono state ulteriormente differenziate al loro interno. In ogni caso l’evoluzione dell’idraulicità del periodo, che ha riportato a livelli accettabili i bacini idrici, ha determinato un riposizionamento delle “*Bandeiras Tarifárias*” a livello “Giallo” a marzo 2016 e “Verde” ad aprile 2016. Si ricorda che il meccanismo, consistente nell’applicazione di un extra costo differenziato per classi di costo di generazione a condizioni progressivamente più sfavorevoli (Verde, Giallo e Rosso) da fatturare ai consumatori finali senza attendere le successive revisioni tariffarie, è entrato in funzione a inizio 2015 a seguito del disallineamento sempre più accentuato, anche per effetto del prolungarsi della siccità; tra i costi riconosciuti in tariffa e quelli reali.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Creato attraverso la legge n. 10438/2002, il CDE è un fondo governativo che si propone di dare impulso allo sviluppo della generazione di energia da fonti alternative, promuovere la globalizzazione dei servizi energetici e dare sussidi ai clienti residenziali a basso reddito. Tale fondo viene alimentato attraverso un’addizionale applicata in tariffa ai consumatori e ai generatori.

In data 15 dicembre 2015 ANEEL ha avviato un tavolo di discussione pubblica, con gli operatori di sistema, al fine di definire il bilancio previsionale del fondo CDE 2016.

L’iniziale proposta di ANEEL era quella di ridurre del 36% il ricarico in tariffa dell’addizionale per il CDE, tenuto conto che la significativa riduzione dei costi dei combustibili, già avvenuta a partire dal 2015, non era stata riflessa tempestivamente a riduzione delle relative addizionali in tariffa nel corso del 2016.

La Risoluzione n. 1.576 ha autorizzato le società di distribuzione a compensare i minori importi fatturati (a seguito dell’applicazione della sentenza giudiziale che ammetteva la richiesta di taluni ricorrenti di vedersi applicata una minor componente CDE in tariffa) attraverso un recupero in quote mensili. La differenza tra la tariffa normale e quella stabilita con sentenza dal Tribunale verrà recuperata dalle società di distribuzione attraverso minori riversamenti, su base mensile, al fondo.

Personale condiviso e contratti tra parti correlate

In data 28 gennaio 2016 ANEEL ha approvato nuove regole sia per condividere personale e infrastrutture tra società appartenenti allo stesso Gruppo, sia per approvare contratti tra parti correlate. In particolare riportiamo le seguenti:

- > si permette la condivisione del personale e delle infrastrutture amministrative tra imprese dello stesso Gruppo, anche se operanti in settori di attività diversi (per es., generazione, distribuzione, trasmissione, commercializzazione e holding);
- > per la contrattazione del personale si devono confrontare le diverse modalità e formalizzazioni possibili, avendo cura di scegliere quella più vantaggiosa da un punto di vista economico. I contratti di prestazione di servizi, per i quali si deve applicare il principio della separazione economica, finanziaria, amministrativa e operativa delle imprese, hanno una durata massima di cinque anni e si possono prorogare attraverso richiesta e se giustificati da criteri di economicità;
- > si devono rispettare le nuove regole per l’approvazione di contratti tra parti correlate, determinate da ANEEL, che si occupa anche di verificare il rispetto dei limiti assegnati.

Portaria n. 237

In data 6 giugno 2016 il Ministro di Minas e Energia ha firmato la *Portaria* n. 237 che permette alle società di distribuzione di energia elettrica di richiedere al Ministero che gli investimenti nelle reti di alta tensione e per le sub-stazioni siano classificati come prioritari. Questa classificazione dà la possibilità di emettere obbligazioni di debito per infrastrutture, che sono obbligazioni finanziarie con scadenza a lungo termine, più lunga rispetto a quelle standard, e che comportano anche benefici fiscali agli emittenti.

Misura Provvisoria n. 735

La Misura Provvisoria n. 735 del 22 giugno 2016 (che è poi stata convertita in legge 29/2016 il 20 di ottobre 2016) ha stabilito quanto segue in relazione agli oneri addizionali di sistema:

- > a partire dal 1° gennaio 2017 la Camera di Commercio dell’Energia Elettrica (CCEE) sostituirà Electrobras come società incaricata della gestione degli incassi dei seguenti “Encargos Setoriais”: RGR, CDE e CCC, come del resto anche per la gestione amministrativa e per il funzionamento dei relativi fondi settoriali;

- > con decorrenza 1° gennaio 2030 il riparto delle quote annuali del CDE sarà effettuato proporzionalmente all'energia trasportata sulla rete di distribuzione e di trasmissione di ciascun operatore espressa in MWh. Non si terrà più in considerazione l'area geografica e la regione servita;
- > tra il 1° gennaio 2017 e il 31 dicembre 2029 si definiranno modalità per una graduale e uniforme riduzione e definitiva eliminazione dell'attuale criterio di riparto;
- > una remunerazione *ad hoc* per investimenti nella modernizzazione della rete di distribuzione;
- > una maggiore flessibilità degli obiettivi di qualità e perdite di rete dei concessionari di distribuzione di energia elettrica in caso di gravi condizioni socio-economiche, fenomeni ambientali estremi, o condizioni operative complesse a causa di furti di energia su ampia scala.

Rinegoziazione delle condizioni contrattuali della concessione di Ampla

Il 10 di agosto del 2016 Ampla, a seguito dell'impatto della crisi economica del Brasile sui consumi di energia elettrica, specialmente nello Stato di Rio de Janeiro, ha formalizzato ad ANEEL alcune richieste di modificazione delle condizioni contrattuali volte ad anticipare la revisione tariffaria al marzo 2018, anziché al 2019, così come una attenuazione degli obblighi di riduzione delle perdite di rete e di investimenti per migliorare la qualità del servizio. ANEEL ha convocato una audizione pubblica per la fine del mese di ottobre, le parti interessate potranno inviare commenti e osservazioni nei 30 giorni successivi e alla fine del 2016 si dovrebbe sottoscrivere un nuovo contratto di concessione, che non modifica la scadenza naturale, ma solamente alcune condizioni economiche.

Tariffa bianca

Il 12 settembre 2016 ANEEL ha approvato la normativa n. 733/2016, che stabilisce le condizioni per applicare le nuove tariffe orarie in vigore per la bassa tensione, la cosiddetta "tariffa bianca".

La "tariffa bianca" è una nuova opzione di tariffa oraria che varia nelle diverse ore del giorno e troverà applicazione scagionata in base ai livelli di consumo di ciascun cliente a partire dal 2018. In avvio la nuova tariffa sarà applicata ai consumatori che sono collegati a basso voltaggio (127, 220, 380 o 440 V, gruppo B) e ai nuovi clienti, e a partire da gennaio 2020 sarà opzionale da qualsiasi consumatore, a parte quelli che godono di talune agevolazioni.

Rinnovabili

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. Sono previste tipologie di aste diverse, a seconda che la partecipazione sia riservata a impianti nuovi o a impianti esistenti, e possono essere definite principalmente come segue:

- > *Leilão Fontes Alternativas*, riservate alle tecnologie rinnovabili eolica, biomassa e idroelettrico;
- > *Leilão Energia de Reserva*, alla quale possono accedere i progetti che entreranno in esercizio entro tre anni dalla data di celebrazione dell'asta. Queste tipologie di aste 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 (nel corso del 2016 il periodo per l'entrata in esercizio è stato esteso da cinque a sette 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 solari e 30 anni per gli impianti idroelettrici.

Nel corso del 2016, a causa della congiuntura economica sfavorevole, il Paese si è trovato in una condizione di sovrapproduzione di energia che ha a sua volta obbligato il Governo ad attuare misure per ridurre la sovracontrattazione delle distributrici locali. Nello specifico, è stato rivisto il calendario di aste 2016, è stato rimosso l'obbligo, in capo alle distributrici, di ricontrattazione dei contratti scaduti e sono stati permessi accordi bilaterali per la riduzione temporanea, parziale o totale, dei PPA firmati come risultato delle aste degli anni precedenti.

A novembre il Presidente ha approvato la legge n. 13.360 che ha apportato una serie di emendamenti alla regolamentazione del settore elettrico, tra i quali:

- > le distributrici sono state autorizzate a vendere, sul mercato libero, eventuali eccedenze di energia disponibile

- all'interno dei contratti precedentemente firmati per la fornitura dei clienti regolati;
- > è stato eliminato l'obbligo di rinnovo delle concessioni idroelettriche, per gli impianti <50 MW, attraverso partecipazione ad asta dedicata (tale rinnovo avverrà ora solo attraverso il pagamento di un canone);
 - > è stato riconosciuto ai generatori idroelettrici un indennizzo dovuto ai casi di mancata produzione conseguente al dispacciamento di impianti termoelettrici fuori dall'ordine di merito del mercato;
 - > è stato incrementato, da cinque a sette anni, il periodo di anticipo con il quale è possibile convocare aste per la fornitura di energia.

Cile

Distribuzione di energia elettrica

Enel sta promuovendo un progetto dimostrativo di sostituzione di 50.000 contatori intelligenti nel 2016, con l'obiettivo di sostituire tutti i contatori esistenti (circa 1,6 milioni) entro il 2020.

Tali investimenti dovranno essere riconosciuti dal regolatore cileno (CNE) a condizione che lo stesso riconosca la legittimità di inclusione nel *Valor Agregado* di Distribuzione del costo dell'operazione.

A tal proposito il 5 settembre Chilectra ha consegnato alla CNE uno studio elaborato con Systepie per definire le componenti di costo della VAD in vista della fissazione delle tariffe che entreranno in vigore il 4 novembre 2016.

Allo stesso tempo il Parlamento cileno ha approvato la *Ley de equidad tarifaria*, che modifica la struttura tariffaria nelle aree dove si trovano impianti di generazione al fine di perequare queste aree con le aree urbane che contano con maggiori economie di scala.

Con la *Ley de transmisión eléctrica* è stato raggiunto l'obiettivo di unificare i vari centri di dispacciamento di energia elettrica nel Paese, oltre a eliminare il pagamento degli oneri di trasmissione da parte del generatore e la socializzazione di questi costi in tariffa.

Rinnovabili

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 la Presidente Michelle Bachelet ha presentato 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. Nell'ambito di tale Agenda, a febbraio 2016 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il documento "*Energía 2050: Política Energética de Chile*" definendo le linee guida per l'espansione di lungo termine del settore.

Il 20 luglio 2016 è stata pubblicata la nuova legge della Trasmissione e ad agosto è ufficialmente iniziato il processo di regolamentazione di secondo livello. Secondo il calendario definito dal Governo, il processo, che si concluderà a luglio 2017, prevederà una fase di consultazione preliminare che coinvolgerà le principali aziende del settore e sarà finalizzato alla stesura dei documenti definitivi. La nuova legge, oltre a introdurre un unico operatore di sistema, assegna un ruolo centrale nella pianificazione dell'espansione del sistema di trasmissione e trasferisce progressivamente il costo della trasmissione dai generatori ai clienti finali.

Perù

Distribuzione di energia elettrica

Il Governo peruviano di recente nomina ha provveduto ad approvare una norma che permette l'accesso al mercato spot dei clienti liberi e dei distributori.

Il 24 luglio scorso è stato approvato il regolamento di attua-

zione del decreto legislativo n. 1221 dove sono state disciplinate le seguenti tematiche:

- > ZRT (zone di responsabilità tecnica): il Ministero per l'Energia ha previsto una definizione nei prossimi sei mesi delle ZRT soggette a commento da parte delle società di distribuzione;
- > VAD addizionale per gli investimenti, operations and maintenance con riferimento alle iniziative di innovazione tecnologica nelle reti di distribuzione, ivi incluso il contatore elettronico, che diverrà di proprietà della rete di distribuzione locale;
- > definizione di un fattore di riaggiustamento delle tariffe in funzione dei valori SAIDI e SAIFI definiti da Osinermin, il regolatore elettrico peruviano.

Nuovo regolamento del mercato all'ingrosso

In data 24 luglio 2016 il Ministero dell'Energia e del Mercato elettrico ha pubblicato il decreto supremo n. 018-2016-EM e successivamente, in data 28 luglio 2016, ha pubblicato il decreto supremo n. 026-2016-EM per apportare modifiche al regolamento del mercato all'ingrosso (MME) di energia elettrica. Le principali novità dettate dai summenzionati decreti sono le seguenti:

- > l'approvazione del regolamento del mercato MME di breve termine che si denomina MCP (*Mercado de Corto Plazo*);
- > meccanismi di funzionamento, modalità di assegnazione dei servizi complementari, rigidità operative e modalità di assegnazione di benefici in caso di congestionamento. I soggetti autorizzati a operare nel mercato MCP sono i seguenti:
 - > le società di generazione per far fronte ai propri contratti di fornitura;
 - > le società di distribuzione per far fronte alle richieste dei propri clienti del mercato libero fino a un massimo del 10% della domanda totale; infine,
 - > i grandi clienti per soddisfare fino a un massimo del 10% della loro domanda totale di energia elettrica.

Il Comitato delle attività economiche del sistema di interconnessione nazionale (COES) calcolerà i costi marginali dell'energia elettrica e del congestionamento valorizzando in via provvisoria su base giornaliera le transazioni nel mercato e renderà disponibili i risultati sul proprio portale web. Gli indennizzi per congestionamento si suddivideranno tra tutti i partecipanti in base a quanto previsto dai regolamen-

to. Sono, altresì, previste sanzioni per i soggetti che non dovessero adempiere alle proprie obbligazioni di pagamento.

Rinnovabili

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili peruviano, introdotto dal decreto legislativo n. 1002 del 2008 (*Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad*), è un sistema con aste competitive aperto a tutte le tecnologie rinnovabili (con un solo limite sugli impianti idroelettrici ammessi fino a 20 MW), solitamente differenziato per fonte al momento della pubblicazione del decreto da parte del Ministero competente.

Le aste prevedono un prezzo massimo di offerta e un meccanismo di remunerazione pay as bid. Gli impianti rinnovabili vincitori dell'asta beneficiano, inoltre, della priorità di dispacciamento e di una serie di incentivi fiscali, tra cui l'ammortamento accelerato e il rimborso anticipato delle tasse sulle vendite.

Nello specifico si è concluso a maggio 2016, con la firma dei PPA di lungo termine, il processo della quarta asta riservata alla generazione da fonti rinnovabili e finalizzata al raggiungimento del target del 5% per l'anno 2018.

Colombia

Distribuzione di energia elettrica

In data 14 marzo 2016 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha definito una metodologia per la remunerazione dell'attività di distribuzione. L'attenzione del regolatore è focalizzata sulla definizione di un nuovo quadro normativo in grado di ridurre la base patrimoniale riconosciuta del 20% (circa 1 trilione di pesos colombiani). Ciò potrebbe rallentare lo sviluppo tecnologico e scoraggiare la realizzazione di investimenti nel Paese, che ha bisogno di espandere e ristrutturare le reti, nonché di migliorare la qualità del servizio. Il Gruppo Enel è pronto ad ampliare la sua partecipazione alle attività di distribuzione come la privatizzazione delle società di distribuzione statali (Meta, Huila, Caqueta, tra le altre).

Uruguay

Rinnovabili

La politica energetica del Paese è guidata dal documento di "Politica Nazionale Energetica 2005-2030", approvato dal Governo con l'obiettivo di ridurre la dipendenza energetica del Paese e incentivare gli investimenti nel settore energeti-

co. In particolare, la politica ha definito una serie di obiettivi di breve, medio e lungo termine, tra cui il 15% di generazione da fonti rinnovabili non convenzionali entro il 2015 (target raggiunto con successo).

Il successo della cosiddetta "rivoluzione eolica uruguaiana" ha permesso di raggiungere a settembre 2016 una capacità installata di 1 GW nel Paese, eccedendo di molto l'obiettivo definito dalla politica nazionale.

Per quanto riguarda l'accesso al mercato, gli operatori privati possono partecipare alle aste competitive convocate dal Governo, tipicamente per tecnologia, per l'allocatione di contratti pluriennali destinati alla vendita dell'energia al distributore del mercato nazionale UTE.

Nord e Centro America

Stati Uniti d'America

A livello federale

Nel mese di novembre 2016 il candidato del Partito Repubblicano, Donald Trump, è stato eletto Presidente e i repubblicani hanno mantenuto il controllo sia della Camera dei Rappresentanti sia del Senato. L'amministrazione Trump in arrivo nominerà una nuova direzione di agenzie e dipartimenti federali, compresa la Environmental Protection Agency (EPA), il Dipartimento dell'Energia (DOE) e il Dipartimento dell'Interno. Il Presidente nomina anche nuovi Commissari per la Federal Energy Regulatory Commission.

Ci si attende che la nuova amministrazione riconsideri, revochi, o altrimenti ritiri il Clean Power Plan, la proposta del 2015 dell'EPA che regola le emissioni di gas a effetto serra dalle centrali elettriche. Tale regolamento è attualmente oggetto di contestazione davanti alla D.C. Circuit Court. Inoltre, ci si aspetta che il Congresso degli Stati Uniti prenda in considerazione una riforma fiscale. La sequenza temporale esistente per la qualificazione del credito d'imposta di energia rinnovabile dovrebbe rimanere stabile. Cambiamenti del tax rate potrebbero influenzare una serie di investimenti in infrastrutture (comprese quelle rinnovabili, che potrebbero avere effetti sull'economia in alcuni scenari).

Nel dicembre 2016 il U.S. Fish and Wildlife Service (USFWS) ha pubblicato un aggiornamento dei regolamenti per danni incidentali delle aquile. Le modifiche intendono creare un quadro più efficiente che permetta di sostenere l'attuazione di misure di mitigazione che evitino, e riducano al minimo, l'impatto negativo causato da attività altrimenti lecite.

A livello statale

Il 27 dicembre 2016 il Dipartimento delle Risorse Energetiche del Massachusetts ha annunciato la sua intenzione di realizzare al 1° gennaio 2020 un obiettivo di accumulo di energia per le aziende elettriche che richiedono l'approvvigionamento di sistemi di costo-efficacia; obiettivi formali saranno fissati dal 1° luglio 2017.

Canada

A livello federale

Il 21 novembre 2016 il Ministro dell'Ambiente canadese ha annunciato che il Paese spera di generare, entro il 2030, il 90% della sua elettricità da fonti che non emettono gas a effetto serra. Il Paese eliminerà progressivamente il carbone e utilizzerà la Canada Infrastructure Bank per finanziare ulteriori progetti di energia pulita al fine di raggiungere il suo obiettivo di ridurre le emissioni gas a effetto serra di 5 Megaton ogni anno.

A livello provinciale

Il 21 novembre 2016 il Governo dell'Alberta ha annunciato che porrà fine al mercato libero dell'energia elettrica e passerà a un mercato della capacità per ridurre la volatilità e incoraggiare la crescita di fonti di energia a basse emissioni. Tale passaggio ridurrà drasticamente i picchi e l'incertezza del mercato. La nuova struttura sarà in vigore entro il 2021. Il 24 novembre 2016 il Governo dell'Alberta ha concluso accordi con TransAlta Corp., Capital Power Corp. e ATCO Ltd per la cessazione delle emissioni di carbone entro il 31 dicembre 2030. A tal fine la Provincia dell'Alberta pagherà circa 814 milioni di dollari statunitensi, a titolo di risarcimento in 14 anni, per l'eliminazione graduale di sei centrali a carbone. Tali pagamenti saranno finanziati dai prelievi sulle emissioni industriali di CO₂ e potranno essere reinvestiti nel mercato elettrico della Provincia.

Messico

Rinnovabili

Nel corso del 2016 le autorità locali hanno continuato l'implementazione delle leggi e dei regolamenti necessari per completare la ristrutturazione del settore energetico. Con specifico riferimento al settore elettrico, nel 2016 il processo regolatorio, iniziato con gli emendamenti costituziona-

li approvati a dicembre 2013 e consolidato nel 2014 con l'approvazione delle leggi di riferimento (*Ley de la Industria Eléctrica*, *Ley de Generación de Energía Geotérmica* e *Ley de la Comisión Federal de Electricidad*), è stato particolarmente orientato alla ristrutturazione orizzontale e verticale dell'ex monopolista del settore (*Comisión Federal de Electricidad*). Tale processo di ristrutturazione, che si prevede si concluderà entro la fine del 2017, porterà alla creazione di almeno quattro imprese di generazione, due imprese per la gestione delle attività di trasporto (Trasmissione e Distribuzione), due imprese dedicate alla fornitura dei clienti e due filiali responsabili della gestione delle relazioni commerciali con i generatori che hanno optato per rimanere nel vecchio mercato (produttori indipendenti e autogeneratori).

In linea con il calendario annunciato, a gennaio sono iniziate le operazioni sul mercato di breve termine dell'energia e nel corso dell'anno si sono conclusi i primi due processi d'asta per l'assegnazione di contratti di lungo termine, tramite i quali i distributori sono chiamati a comprare energia e certificati necessari per rispettare il target di generazione da fonti non fossili nel 2018 e negli anni successivi (30% al 2021 e 35% al 2024).

Per quanto riguarda l'evoluzione di lungo termine del settore, il Ministero dell'Energia (SENER) ha emesso a giugno il documento di riferimento per la pianificazione del settore elettrico per il periodo 2016-2030 (PRODESEN). Il documento è finalizzato all'identificazione dei progetti nel campo della generazione, trasmissione e distribuzione necessari a garantire la fornitura di energia nel periodo di riferimento. In linea con le stime del Ministero, la domanda dovrebbe crescere tra il 3 e il 4%, il che richiederà la realizzazione di circa 60 GW di nuova capacità e 32 GW di capacità rinnovabile in modo da garantire il raggiungimento del target di generazione non fossile al 2024 (35%).

Alla fine del 2016 è iniziato il processo regolatorio per l'implementazione delle aste di medio termine, che rappresentano uno degli strumenti, messi a disposizione dei distributori, per garantire i parametri di copertura della domanda definiti dal regolatore.

Guatemala

Rinnovabili

L'evoluzione del settore energetico guatemalteco è stata guidata dalla Politica Energetica e dai Piani di Espansione della Generazione e del Trasporto, sulla base dei quali, negli anni scorsi, sono state effettuate aste di lungo termine per

incentivare gli investimenti in nuovi progetti di generazione. Tali azioni, unite alla stabilità della regolamentazione locale, hanno permesso un aumento della capacità installata del Paese e un cambio della matrice energetica, tale per cui nel 2016 circa il 60% della generazione del Paese è provenuta da fonti rinnovabili.

La politica energetica emessa nel 2016 stabilisce per il 2030 un obiettivo del 90% di generazione da fonti rinnovabili.

Nel corso dell'anno, le distributrici hanno organizzato due aste di breve termine per la fornitura di energia e potenza e nel 2017 si prevede sarà organizzata una nuova asta di lungo termine per la realizzazione di nuovi progetti. A febbraio è stata inoltre regolamentata la possibilità di realizzare offerte tra Guatemala e Messico, il che permetterà al Paese di essere in una posizione di interconnessione privilegiata, essendo contemporaneamente connesso al Mercato Elettrico Regionale e al Messico.

Panama

Rinnovabili

Tipicamente gli impianti rinnovabili accedono al mercato tramite la partecipazione ad aste organizzate dall'operatore di sistema (ETESA) che opera come compratore unico. Nel corso del 2016 l'autorità ha però promosso meccanismi per l'installazione di impianti rinnovabili da parte dei clienti finali, rafforzando il procedimento per l'autoconsumo.

Ad aprile il Parlamento ha approvato il Piano Energetico Nazionale (PEN) per il periodo 2015-2050 che si propone di definire un cambio nella matrice energetica del Paese, finalizzato alla riduzione delle emissioni di CO₂.

A luglio è stata pubblicata la risoluzione n. 10.143 che ha modificato la metodologia per l'esportazione di energia durante i periodi di alta idrologia del sistema. La nuova metodologia si propone di ridurre il rischio di straripamento di bacini.

Costa Rica

Rinnovabili

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso IPP (<20 MW) con tariffe definite dal regolatore (ARESEP) e aste pubbliche BOT (<50 MW) con prezzi fissi per la definizione di PPA a lungo termine con l'Istituto Costarricense de Electricidad ("ICE").

Il Piano Energetico attualmente in vigore, approvato a settembre 2015 (*Plan Nacional de Energía 2015-2030*), identi-

fica obiettivi di breve, medio e lungo termine per la pianificazione del settore energetico. Con specifico riferimento al settore elettrico, sono stati identificati quattro obiettivi che nel corso dei prossimi anni dovranno essere perseguiti con misure dedicate:

- > migliorare l'efficienza energetica del Paese attraverso la riduzione dell'intensità energetica e delle emissioni associate al consumo di energia;
- > assicurare una generazione distribuita efficiente permettendo l'utilizzo diretto delle fonti rinnovabili;
- > ottimizzare la matrice di generazione del Paese, attraverso una valutazione delle risorse disponibili e della loro combinazione in termini di qualità, disponibilità e prezzo;
- > introdurre un modello integrale di pianificazione del sistema che consideri gli aspetti economici, tecnici, sociali e ambientali come elementi fondanti.

Africa Sub-Sahariana e Asia

India

Rinnovabili

L'India è una repubblica federale composta da 29 Stati con specifiche responsabilità sui diversi settori ma con una responsabilità condivisa con il Governo centrale sul settore elettrico.

Il Ministero delle Energie Rinnovabili (MNRE) definisce e implementa le politiche per lo sviluppo delle energie rinnovabili a livello nazionale. Oltre al Ministero, il settore elettrico è supervisionato a livello federale dalla Central Energy Regulatory Commission (CERC), che definisce linee guida e tariffe di riferimento, e dalle State Energy Regulatory Commissions (SERC) che le implementa a livello statale.

A giugno 2015 il Governo dell'attuale Primo Ministro Narendra Modi ha approvato un target di 175 GW di capacità rinnovabili al 2022, di cui 100 GW solare, 60 GW eolico, ~15 GW altre tecnologie.

Il settore delle rinnovabili è caratterizzato da una notevole frammentazione, in quanto ciascuno Stato ha definito il proprio schema di regolamentazione per lo sviluppo di nuova capacità. In linea generale i principali meccanismi di supporto sono rappresentati da: aste; Preferred Feed-in Tariff; RECs (Renewable Energy Certificates) basati su Renewable Portfolio Obligations statali (RPO); GBI (Generation Based Incentive) eolico, attualmente in vigore sino a marzo 2017, e altri incentivi fiscali.

Il meccanismo di incentivazione maggiormente applicato per l'energia eolica è la "Preferred Feed-in Tariff" (FIT), definita dalla Commissione di ciascuno Stato e garantita tramite PPA (Power Purchase Agreement), della durata variabile a seconda degli Stati tra i 10 e i 25 anni, con le società distributrici statali (Discoms). Le FIT sono riviste periodicamente dalle SERC, vengono fissate al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto e restano invariate per la durata del PPA. A giugno 2016, comunque, il MNRE ha pubblicato le linee guida per la realizzazione di 1.000 MW di capacità eolica attraverso aste competitive e si prevede che tale meccanismo sostituirà gradualmente le FIT.

Lo sviluppo del solare è sostenuto principalmente attraverso il programma lanciato nel 2010 denominato "Jawahar Lal Nehru National Solar Mission" (JNNSM), basato su meccanismi di aste, gestiti a livello federale ma implementati a livello statale. Il programma è articolato in tre fasi e attualmente è in corso la seconda. I vincitori dell'asta si aggiudicano un PPA a tariffa fissa della durata di 25 anni con NTPC (National Thermal Power Corporation), il principale operatore elettrico nazionale.

A giugno 2016 il MNRE ha pubblicato una bozza di Policy volta a definire linee guida a sostegno dello sviluppo di mini/micro reti basate su energie rinnovabili con l'obiettivo di realizzare almeno 10.000 progetti equivalenti a un minimo 500 MW di capacità installata nei prossimi cinque anni, per fornire accesso all'energia nelle aree rurali.

Il 2 ottobre 2016 l'India ha ratificato gli accordi sul clima definiti durante il vertice di Parigi lo scorso dicembre 2015, impegnandosi a ridurre l'intensità delle emissioni di carbone (INDC - Intended Nationally Determined Contribution) del 33-35% entro il 2030, rispetto ai livelli del 2005, e a raggiungere il 40% della capacità elettrica installata da fonti non fossili (attualmente pari al 30% includendo il grande idroelettrico e il nucleare). Tale impegno da parte del Governo indiano rafforza ulteriormente l'ambizioso target di 175 GW di capacità rinnovabile al 2022 e dovrebbe ulteriormente definire l'agenda politica in tal senso per attrarre investimenti nel settore.

A fine ottobre 2016 il MNRE ha pubblicato il documento finale relativo alle modalità operative per la realizzazione, per la prima volta nel Paese, di 1.000 MW di capacità eolica attraverso aste competitive. Il 28 ottobre è stata annunciata la suddetta gara che è partita il 9 gennaio 2017 con il processo di pre-selezione. Possono partecipare alla gara i progetti sviluppati negli otto Stati dell'India classificati come "Sta-

ti ventosi" (Andhra Pradesh, Gujarat, Karnataka, Madhya Pradesh, Maharashtra, Rajasthan, Tamil Nadu e Telangana) e connessi alla rete di trasmissione nazionale del Paese. I vincitori dell'asta si aggiudicheranno un PPA a tariffa fissa della durata di 25 anni con PTC (Power Trading Company), la società nazionale di trading di energia, che a sua volta venderà l'energia attraverso dei PSA (Power Sales Agreement) alle società distributrici statali (Discom) degli "Stati non ventosi". Si prevede che il meccanismo di aste competitive sostituirà gradualmente le FIT per la tecnologia eolica.

Nel corso del terzo trimestre 2016 è partita in India un'ampia riforma del sistema di tassazione indiretta del Paese, la c.d. "GST - Good and Service Tax", che dovrebbe entrare in vigore dal 1° aprile 2017. La riforma, una volta approvata, introdurrà nuove percentuali di tassazione per beni e servizi, impattando anche sui costi per la realizzazione degli impianti nel Paese. Tali percentuali non sono state ancora definite, pertanto sembra molto probabile uno slittamento dell'entrata in vigore di tale riforma.

Sudafrica

Rinnovabili

La Repubblica Sudafricana, sulla base della strategia energetica di lungo termine definita nell'*Integrated Resource Plan 2010-2030* approvato a maggio 2011, intende raggiungere 17,8 GW di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2030. Lo strumento principale per il raggiungimento di tale target è il *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme* (REIPPPP), un sistema di gare su base d'asta avviato nel 2011, che mira a mettere in esercizio tra il 2014 e il 2020 circa 13 GW di nuova capacità rinnovabile (idroelettrica <40 MW, solare a concentrazione e fotovoltaico, eolica, biomassa, biogas e da gas da discarica). Attualmente sono previsti cinque round di aste (Bid Windows). I primi quattro round si sono già svolti, comportando l'assegnazione di più di 5.000 MW. Nel 2015 è poi stato aggiunto – e svolto – un ulteriore round, chiamato Expedited Round, o Round 4.5, per ulteriori 1.800 MW, non ancora assegnati. Dopo una fase di pre-qualifica, che riguarda aspetti tecnici e finanziari, i progetti qualificati vengono selezionati in base a due criteri: al prezzo offerto (peso 70%) e al contenuto di Economic Development (peso 30%). Quest'ultimo consta di una serie di parametri rivolti allo sviluppo economico del Paese, tra cui il "Local Content" e la creazione di posti di lavoro per i cittadini sudafricani, in particolare di colore.

I vincitori hanno la possibilità di firmare un PPA (Power Purchase Agreement) della durata di 20 anni con l'utility nazionale Eskom. I pagamenti di Eskom sono garantiti dal Governo.

Il 22 novembre 2016 il Dipartimento dell'Energia ha pubblicato le nuove bozze per la revisione dell'IEP (*Integrated Energy Plan*) e dell'IRP (*Integrated Resource Plan*), i piani pluriennali di lungo termine relativi alla strategia di sviluppo del settore energetico e del settore elettrico nel Paese fino al 2050.

Il processo di consultazione pubblica è aperto fino a marzo 2017 e la promulgazione dei documenti finali è attesa per la seconda metà del 2017.

Il regolatore elettrico nazionale NERSA ha avviato già dall'inizio del 2015 due processi di revisione sulle regole applicabili in merito alla generazione distribuita e all'utilizzo della rete nazionale per il vettoriamento dell'energia (c.d. "Wheeling"). La regolamentazione sulla generazione distribuita aprirà per tutti i clienti finali la possibilità di installare sistemi fotovoltaici e di esportare in rete l'energia prodotta in eccesso al proprio fabbisogno (c.d. "Net Metering"). La regolamentazione sul Wheeling permetterà la vendita di energia elettrica tramite contrattazione bilaterale da un generatore privato con i clienti finali (commerciali o industriali, esclusi i clienti residenziali). Non sono state comunicate ufficialmente date per il completamento di detti processi. Nel corso del 2016 tali processi non sono ancora stati completati e non è stato ufficialmente comunicato quando saranno finalizzati.

Infine, in base al meccanismo di programmazione tariffaria pluriennale, le tariffe elettriche sudafricane aumenteranno in media dell'8% all'anno fino al 2018.

Kenya

Rinnovabili

La Repubblica del Kenya, pur non avendo fissato degli obiettivi ufficiali di capacità installata di energie rinnovabili, sostiene fortemente il loro sviluppo principalmente per ridurre la propria dipendenza elettrica dall'idroelettrico, cercando di attrarre investitori privati.

Il principale meccanismo di incentivazione alle fonti rinnovabili, utilizzato sin dal 2008 e rivisto nel 2012, è rappresentato dalle *Feed-in Tariff* (FIT), con valore definito per legge dalla Energy Regulatory Commission (ERC) per impianti inferiori a 10 MW e tramite aste per impianti di maggiori dimensioni.

Il meccanismo di supporto prevede Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 20 anni con Kenya Power and Lighting Company (KPLC), l'operatore nazionale responsabile della trasmissione, distribuzione e fornitura agli utenti finali. Le tariffe sono differenziate per tecnologia (eolico, biomassa, solare, mini-idro e geotermico) e taglia dell'impianto, e sono parzialmente indicizzate all'inflazione degli Stati Uniti (US CPI). Il quadro legislativo e regolatorio del Paese è tuttavia in fase di revisione dal 2015 e l'approvazione della versione finale della nuova Energy Bill è previsto nella seconda metà del

2017, a valle delle elezioni. Si prevede inoltre una graduale sostituzione del meccanismo delle FiT con quello basato su aste competitive.

Il Paese presenta un tasso di elettrificazione pari al 23%, pertanto l'incremento del tasso di elettrificazione rurale — mediante estensione/densificazione della rete nazionale, sviluppo di mini-grid e progetti off grid — rappresenta una delle principali priorità. L'obiettivo è di raggiungere il 100% di elettrificazione entro il 2030.

